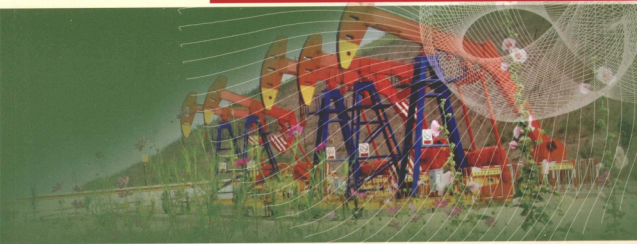


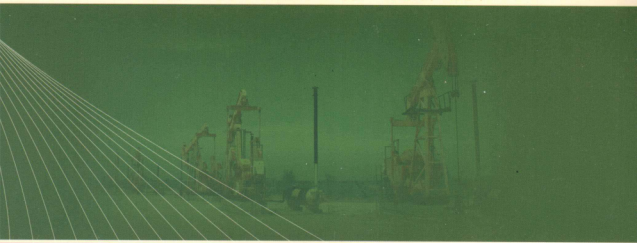
◎ 李连江 编著

挥发油藏和 凝析气藏 开采技术



石油工业出版社

责任编辑：张雅静 责任校对：罗彩霞 封面设计：孙晋平



ISBN 978-7-5021-8916-7



9 787502 189167 >

定价：40.00 元

挥发油藏和凝析气藏开采技术

李连江 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

充分认识和总结挥发油藏和凝析气藏的特性,有针对性地采取相应的开发方式和开采技术,是有效提高挥发油藏和凝析气藏采收率的关键。

本书通过总结国内外主要挥发油藏和凝析气藏的特性和开采经验,试图形成一套较为完整的、从地下到地上、从理论到实践都切实可行的开发挥发油藏和凝析气藏的办法。

本书适于从事挥发油藏和凝析气藏开发的管理人员、工程技术人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

挥发油藏和凝析气藏开采技术/李连江编著.

北京:石油工业出版社,2012.2

ISBN 978-7-5021-8916-7

I. 挥…

II. 李…

III. ①挥发油-油藏-油气开采 ②凝析气藏-油气开采

IV. TE3

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2012)第 010216 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址: [Http://pip.cnpc.com.cn](http://pip.cnpc.com.cn)

编辑部:(010)64523683 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:石油工业出版社印刷厂

2012 年 2 月第 1 版 2012 年 2 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本 1/16 印张:9

字数:230 千字 印数:1—1000 册

定价:40.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

目 录

第一章 油气藏划分标准	(1)
1.1 储层流体类型及其相态特征	(1)
1.2 油气藏类型划分方法	(6)
1.3 挥发油藏划分标准	(11)
1.4 凝析气藏划分标准	(11)
第二章 碳酸盐岩油藏描述及建模技术	(17)
2.1 潜山碳酸盐岩储层油藏描述技术	(17)
2.2 油藏建模技术	(22)
第三章 挥发油藏和凝析气藏配套开发技术	(28)
3.1 挥发油藏和凝析气藏开发的复杂性、特殊性	(28)
3.2 挥发油藏和凝析气藏开发工程	(29)
3.3 挥发油藏和凝析气藏地面(海工)工程	(35)
第四章 挥发油藏开发方式	(38)
4.1 挥发油藏流体特性	(38)
4.2 挥发油藏开发特点	(40)
4.3 挥发油藏开发方式	(42)
4.4 挥发油藏地面流程和生产设施	(54)
第五章 凝析气藏开发方式	(59)
5.1 凝析气藏地层流体研究	(59)
5.2 凝析气藏地质储量的计算方法	(61)
5.3 凝析气藏的试井	(64)
5.4 凝析气藏工程研究	(72)
5.5 凝析气藏生产过程中的油层保护问题	(79)
第六章 国外典型挥发油藏和凝析气藏开发实例	(80)
6.1 福多契挥发性油气田——低渗透异常高压砂岩层状挥发油藏	(80)
6.2 肖兹克立克挥发油油田——低渗透砂岩挥发油藏	(88)
6.3 雷米—哈斯顿挥发油藏	(92)
6.4 贾伊—小埃斯卡姆比溪挥发油藏	(98)
第七章 国内挥发油藏和凝析气藏开发实例	(106)
7.1 大张坨凝析气藏循环注气开发	(106)
7.2 板桥中区板II组带油环凝析气藏的开发	(117)
7.3 文72断块挥发油藏	(124)
7.4 东海平湖油气田整体开发要点	(131)
参考文献	(139)

第一章 油气藏划分标准

挥发油藏和凝析气藏都属于特殊类型油藏,具有独特的性质,与普通黑油油藏不同。挥发油藏和凝析气藏的开发在我国油气工业中占有越来越重要的地位,受到石油工业界的极大关注。这些类型的油藏一般埋藏深度较大,地层压力和温度较高,储层流体组成和热力学特性介于黑油和天然气之间。这些类型的油藏流体的温度和压力处于临界点附近,可能为液相状态,也可能为气相状态或气液共存状态。开采动态特点为:溶解气油比高,但生产气油比小,气相中大部分烃可在地面以液态收获。因此,认识挥发油藏和凝析气藏的特性,针对其开采特性采取相应的开采方式是开发好挥发油藏和凝析气藏的关键。

随着钻井技术和开采技术的发展,国内外石油界已经有能力开采挥发油藏和凝析气藏,但在开发过程中也遇到了一些特殊问题,而且均与挥发油藏和凝析气藏的特性有关。针对这些问题国内外相关研究人员进行了许多研究,对挥发油藏和凝析气藏的认识也逐步加深,对这两种类型油气藏的开发策略和开采技术研究都取得了一定程度的进展,获得了丰富的开采经验和教训。

1.1 储层流体类型及其相态特征

1.1.1 储层流体的分类

储层流体可分为液体和气体,而储层液体可能是黑油也可能是挥发油;储层气体可能是凝析气、湿气或是干气。因此,储层流体有黑油、挥发油、凝析气、湿气和干气等5种类型。这5种类型的储层流体具有截然不同的生产特征(图1-1)。表1-1和表1-2分别给出了根据现场数据确定流体类型的一般准则及5种流体类型的实验室分析结果。图1-2给出了5种流体类型的组分与初始生产气油比的关系。图中,黑油与挥发油以 C_7 组分为20%(摩尔)为

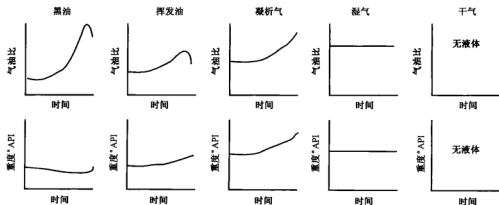


图 1-1 5 种储层流体生产特征

分界线;挥发油与凝析气以 C_7 组分为 12.5% (摩尔) 为分界线;根据工程需要凝析气与湿气、湿气与干气分别以 C_7 组分为 4% 和 0.7% (摩尔) 为分界线。

表 1-1 根据现场数据确定流体类型的一般准则

	黑油	挥发油	凝析气	湿气	干气
初始生产气油比 (m^3/m^3)	< 312	312 ~ 570	> 570	> 15000	> 10000
初始地面油相对密度	> 0.8017	< 0.8251	< 0.8251	最小 0.7022	无液体
地面油颜色	黑色	深色	浅色	水白色	无液体

表 1-2 5 种流体类型的实验室分析结果

	黑油	挥发油	凝析气	湿气	干气
油藏相变化	液相	液相	气相	无相变化	无相变化
C_7 以上, % (摩尔)	> 20	20 ~ 12.5	< 12.5	< 4	< 0.7
泡点地下原油条件系数	< 2.0	> 2.0			

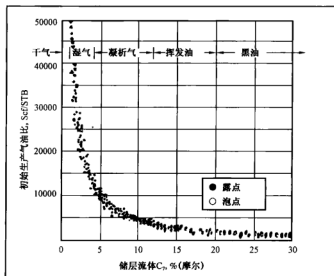


图 1-2 5 种流体类型的组分与初始生产气油比的关系

1.1.2 储层流体的相态特征

1.1.2.1 黑油相态特征

图 1-3 为黑油的相态图。图中,两相区各点的压力幅度相当大,原油的临界温度高于储层温度。竖线 1-2-3 表示原油开采时油藏所发生的恒温降压过程。状态 1-2-分离器为原油经过油层,流经油管,最后到达油气分离器这一过程的压力-温度条件。

若原始油层的温度和压力处于点 2,则原油处于饱和状态,并称之为饱和油气藏。在这种情况下,“饱和”表示原油刚好溶解它所能容纳的足量气体,一旦压力下降就有气相出现。若原油地层压力和温度处于点 1,则油藏称之为“未饱和的”。原油从地层中采出,油藏压力下降,最后到达点 3。在点 3 处,留存在地层中的石油流体含液体的摩尔百分数为 75%,气体的

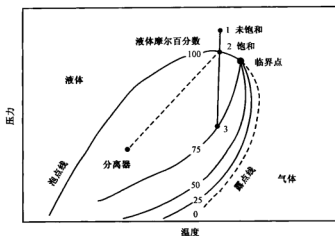


图 1-3 黑油相态图

摩尔百分数为 25%。在分离器条件下产出的原油约为 80% (摩尔)。这一百分数很高,因此这种原油称为黑油,其重烃含量较多,轻烃含量较少。

黑油的特点是气油比往往小于 $312\text{m}^3/\text{m}^3$,原油相对密度一般大于 0.802,地层体积系数通常小于 $2.0\text{m}^3/\text{m}^3$,产出的原油通常呈黑色或深褐色。

1.1.2.2 挥发油相态特征

图 1-4 为挥发油的相态图。竖线表示原油生产时地层中的恒温降压开采过程。点 1 和点 2 与图 1-3 中相应点含义相同。从图中看出:压力降到泡点以下时将产生大量的气体。压力下降到点 3 时,地层中约含有液体的摩尔百分数为 40%,含有气体的摩尔百分数为 60%。

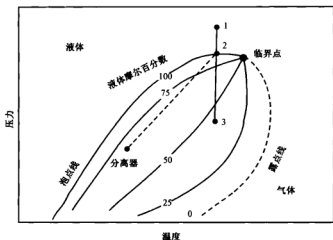


图 1-4 挥发油相态图

在分离器条件下约 65% (摩尔) 的流体保持液态,液体数量比图 1-3 中液体的数量大大减少,其重烃的含量比黑油也少。挥发油也常称为近临界油。挥发油的实际含义是指在近临界温度下油层中原油的性质,这些性质包括泡点压力以下具有高收缩率。在极端情况,低于泡

点压力 0.069MPa 时,挥发油收缩率高达烃类孔隙空间的 45%。气油比通常在 $360 \sim 540\text{m}^3/\text{m}^3$,而原油的相对密度往往低于 0.825。挥发油地层体积系数一般大于 2。挥发油在组成上的显著特点是, C_7 以上成分达到 12.5% ~ 20%。其地面原油颜色一般为较黑油浅,常呈褐色、橙色或绿色。

1.1.2.3 凝析气相态特征

凝析气藏的储层温度处于油层流体的临界温度和临界凝析温度之间。图 1-5 为凝析气的相态图。在分离器条件下可析出约为 25% (摩尔数) 的液体。这种液体称之为凝析油或气体凝析油,而气体称之为凝析气。油层条件下处于点 1 时,油层中进存单相气。生产时压力下降,油藏中发生反转凝析现象。当压力下降到点 2 时,液体开始形成。压力由点 2 下降到点 3,油藏中的液量增加。在点 3,液量达到最大。压力进一步下降将引起液体重新凝析。这种混合物将比挥发油含有较多的轻烃和较少的重烃。

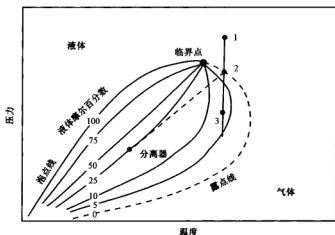


图 1-5 凝析气相态图

凝析气在地下呈气态,随着压力下降,从气相中析出液体,并在地层中形成游离的液相。凝析气的显著特点是气液比高,可高达 $540 \sim 2700\text{m}^3/\text{m}^3$,其液体的相对密度通常在 0.739 ~ 0.825 之间。地面凝析油一般颜色较浅或透明如水。随着凝析气藏的开采,其气油比逐渐增加,这是因为一些重质成分残留在地层内形成不流动的液体。

1.1.2.4 湿气相态特征

湿气的主要成分为低分子量的烃类混合物,相图上一般位于地层温度的左方,图 1-6 为湿气相态图。整个储层在降压过程中流体都以气态形式存在。但在分离器条件下则处于混合物的两相区内,因此在地面条件下还会产生一定量的液体。这种液体一般也叫做凝析油,而得到的气体叫做凝析气。

湿气中的“湿”并不意味着气中含有水,而是指气体中含有一定量的重质烃,这些重烃在地面条件下形成液相。处于分离器条件下的气体一般比图 1-6 中气体含有较多的中等分子量的烃。有时这种气体可加工分离和液化出丙烷和丁烷。湿气的特点是地面气油比高达 $18000\text{m}^3/\text{m}^3$,其伴生地面油一般透明如水,相对密度小于 0.7796。

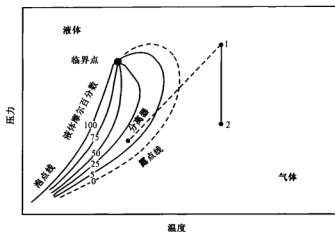


图 1-6 湿气相态图

1.1.2.5 干气相态特征

干气主要含有甲烷,还有少量乙烷,可能还有丙烷和较重的组分。这种气体的相态图如图 1-7 所示。在地层条件下和分离器条件下都处于该混合物的两相区之外。储层中或地面上都不形成液体,这种气体称之为干气。干气中的“干”表示流体中的重质烃分子含量不足,在地面上不能形成液体。从理论上讲,干气在地面不产生液体。事实上,湿气和干气在定义上的差别并不严格。气油比高于 $17810\text{m}^3/\text{m}^3$ 的地下流体往往可认为属于干气。

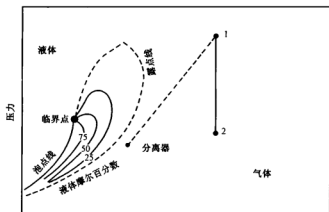


图 1-7 干气相态图

通过上面的分析可知道,黑油相态特征是地层温度远低于临界温度,其流体收缩性较小,在露点线附近液体体积含量线比较密集(图 1-3)。挥发油相态特征是地层温度接近于临界温度,其流体具有高收缩性,液体体积含量线在露点线附近较稀疏地离开(图 1-4)。凝析气相态特征是地层温度大于临界温度而小于临界凝析温度,如果地层温度靠近临界温度,则属于凝析油含量高的凝析气;如果地层温度远离临界温度而小于临界凝析温度,则属于凝析油含量低的凝析气,但在地面则会产生一定量的凝析油(图 1-6)。干气相态特征是地层温度远远大

于临界凝析温度,天然气中甲烷含量大于 92% ~ 95%,生产中在地层内和地面都不会产生液相凝析物。

1.2 油气藏类型划分方法

正确划分和判断油气藏类型是确定各种油气藏合理开发模式的基础,在研究挥发油藏和凝析气藏之前必须详细讨论油气藏类型的划分方法。这里油气藏类型的划分是基于地层流体类型而确定的。从目前研究的现状看,国内外学者对油气藏类型的划分还没有统一的标准。

1.2.1 根据相态特征划分

石油是由有机化合物组成的混合物,不同油气藏中流体的组分及其比例是不同的。因此,在不同地层温度和压力下,不同油气藏具有不同的相态特征,所以,利用相态特征可有效地判断油气藏的类型。图 1-8 给出了一个多组分烃类的典型相态图。根据地层温度与临界点温度和最大温度之间的相对位置,将油气藏划分为黑油、轻质油、凝析气、气四大类油气藏,并进一步细分下面八类:

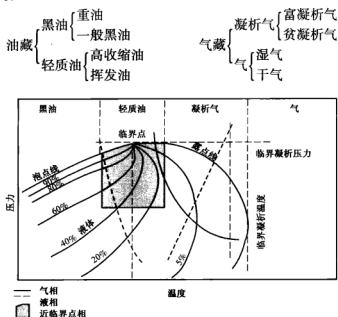


图 1-8 多组分烃类相态图

从图 1-8 可以看出,挥发油的热力学特性位于黑油和凝析气之间,挥发油藏和凝析气藏的地层温度低于临界温度,但靠近临界温度,而黑油油藏的地层温度低于临界温度,但远离临界温度。

1.2.2 根据流体性质划分

根据流体性质划分油气藏类型的条件如表 1-3 所示。关键的问题是如何区分黑油、挥发油和凝析气。因此,表中只将这三种油气藏流体的性质列于表内。从黑油到挥发油,原油组分和性质的变化是逐步过渡的,因而严格地制定黑油和挥发油之间的界限有一定的难度。

表 1-3 不同油气藏的流体性质

流体分类	一般黑油	挥发油	凝析气
油藏流体颜色	棕~深绿	浅绿~桔黄	桔黄~黄或浅黄透明
地面相对密度	0.966~0.825	0.850~0.759	0.802~0.739
气油比, m^3/m^3	36~125	267~623	623~5343
体积系数, m^3/m^3	<2	>2	>2.5
原始地下流体组分 C_{7+} , % (摩尔)		10~40	2~10
地面所获液体体积与地下烃类体积比	0.9~0.75	0.6~0.35	0.35~0.05
典型油藏温度, $^{\circ}\text{C}$	37.8~93.3	65.6~148.9	65.6~148.9
典型泡点压力, MPa	2.1~20.7	24.1~37.9	20.7~62.1

1.2.3 根据气油比划分

图 1-9 给出了从黑油到干气的气油比范围,其中包括挥发油和凝析气的气油比。挥发油和凝析气的气油比范围是重叠的,并分布在黑油和干气之间的中间区域或过渡区域。挥发油的气油比通常在 $267 \sim 623 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 之间。

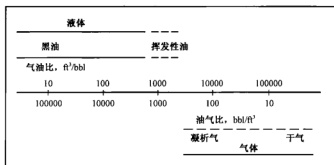


图 1-9 挥发油和干气的气油比分布范围

图 1-10 是根据一些黑油油藏、挥发油藏和凝析气藏的资料绘制出来的,此图可作为划分油气藏类型的参考。它的纵坐标是地下单位体积烃采到地面时液体体积(采液量/百桶),横坐标为气油比。由图 1-10 看出,不同类型油气藏采液量和气油比的变化范围与表 1-3 中相应指标基本相同。

1.2.4 根据流体组分摩尔百分数划分

国外学者统计了一些挥发油油田的组分资料,提出了油藏类型的三角相图,如图 1-11 所示。其中部分油田的资料列于表 1-4。

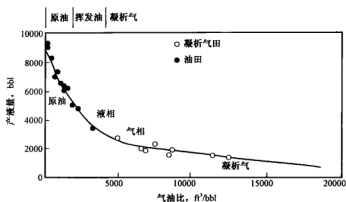


图 1-10 黑油油藏、挥发油藏和凝析气藏的产液量体积百分数和气油比

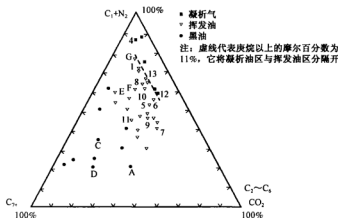


图 1-11 油气藏类型三角相图

表 1-4 典型油田的油藏流体

油田或油藏	深度 m	原始地层压力 MPa	井底温度 ℃	泡点压力 MPa	组分			
					$C_1 + N_2$	$C_2 \sim C_6$	C_7+	C_7+ 分子量
ELK 市/Hoxbar	3005	30.11	82.22	23.34	0.557	0.292	0.151	178
Pickton/Lodossa	2408	24.69	98.3	24.15	0.491	0.311	0.193	162
Raleige/Hosston	3840	40.00	125	22.4	0.457	0.254	0.289	190
Shoats/Cockfield	2729	32.3	96.1	24.3	0.466	0.321	0.213	175
Headlee/泥盆系	3627	37.26	87.78	30.18	0.594	0.304	0.102	
北路易斯安那/Smackover	3048	34.98	118.89	33.36	0.622	0.229	0.149	181
典型黑油						0.091	0.421	225
美国东南/侏罗系	4785	54.7	141	16.3	0.309	0.398	0.293	155
南路易斯安那/中新统	4115	75.9	115.5	55.9	0.781	0.102	0.114	220
无名油田/A	2499	34.5	121	27.3	0.540	0.290	0.170	170

由图 1-11 可以看出,挥发油的组分位于凝析气和黑油之间。图中虚线代表 C_7 , 为 11% (摩尔), 这一条虚线将挥发油区和凝析气区分隔开。符号旁边的数字是油藏流体编号。4 号流体是露点系统, 地面相对密度为 0.8816 的黑色凝析油。

不同的地层流体具有不同的组分摩尔百分数, 如表 1-5 所示。从表 1-5 看出: 典型黑油的甲烷含量 (41.3%) 较低, 而典型挥发油 (51.97%) 则略高于黑油, 低于凝析气 (67.96% ~ 78.87%)。挥发油中间烃类的组分 ($C_2 \sim C_4$) 含量 (24.63%) 远高于黑油 (9.45%)。黑油其余组分 (C_7) 的含量远远高于挥发油和凝析气。

表 1-5 各类油气藏流体组分含量(百分数)对比

项目	黑油	挥发油	凝析气
氮气		1.55	1.79 ~ 0.88
甲烷	41.3	51.97	67.96 ~ 78.87
CO ₂	0.30	0.29	0.53 ~ 1.94
乙烷	1.93	11.27	6.21 ~ 6.61
丙烷	3.85	9.23	2.37 ~ 3.22
丁烷	3.67	4.13	2.07 ~ 2.03
戊烷	2.36	1.82	1.21 ~ 1.17
己烷	3.01	1.59	1.47 ~ 9.92
庚烷以上	40.58	17.7	7.88 ~ 5.34
分子量	228.0	185.0	135.0 ~ 145.0
相对密度	0.8633	0.8231	0.7925 ~ 0.7734

1.2.5 根据原油收缩特性划分

原油的收缩性是区别黑油油藏与挥发油藏的一个重要特性。图 1-12 是挥发油的收缩特性与黑油收缩特性的对比。当压力低于饱和点时, 黑油的收缩性几乎与压降成正比。这一特性用图 1-12 中的 B_0 线来代表。挥发油的收缩性变化很大, 用图 1-12 中的 V_0 线代表。曲线 E、F、G 表示不同挥发性的原油。图 1-12 中的原油组分见图 1-11。从图 1-12 中可以看出, 在泡点压力以下, 黑油体积近似于直线收缩, 用图 1-12 中的 B_0 说明。

图 1-12 中的 A、C、D 曲线代表与挥发油收缩特性相反的收缩特性。这些流体分布在图 1-11 中的黑油区, 中间组分与甲烷的比值较高, 相对密度为 0.8489 ~ 0.8017。这些流体的收缩性比典型黑油的收缩性小, 原因是在高压下中间组分相应地比低压下蒸发得少些, 因而妨碍了地层流体收缩。

图 1-11 中由黑三角代表三个流体具有过渡型收缩性, 它们的压缩性介于流体 A、C、D 和高挥发油 E、F、G 之间。这些流体可称之为中间挥发性原油, 其收缩性与黑油相似。

图 1-13 上轨迹 $p_1 - p_b - p_2$ 说明该体系由原始压力 (p_1) 下降到泡点压力 (p_b), 并进一步下降到 p_2 时的压缩特性。在压力 p_1 和 p_b 之间的油层压力范围内, 地层流体是饱和原油。在这种情况下, 通过地面分离设备后的气油比是稳定的 (气油比在很大程度上取决于分离设备的类型、结构、工作压力和温度)。在 p_b 点时, 气体开始从地层油中析出。当压力降低到 p_b 时, 油层的体积将迅速收缩, 可以用两相包络线内的液体等体积线表示。从泡点压力以后, 在很小的压力降下, 地下原油体积迅速收缩。

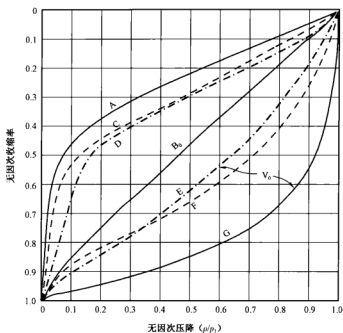


图 1-12 挥发油体积的收缩特性

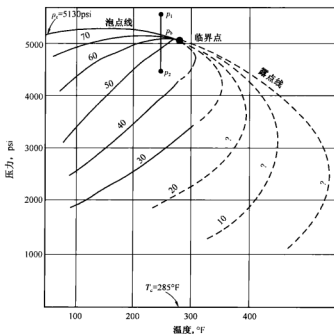


图 1-13 挥发油 PVT 特性

例如,压力从 35.4MPa (图 1-13 上的 5130psi) 下降到 34.5MPa (500psi), 下降了 0.89MPa, 而体积约缩小了 45%、这就意味着地面气油比急剧上升。

以上是区分油气藏类型的几个参考条件。但应强调指出的是,当评价油气藏的类型时,应综合应用以上各个条件,不能单凭某一项指标确定油气藏类型。以表 1-3 和图 1-9 中的气油比和相对密度来说,在气油比 $267 \sim 623 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 范围内,仅依据气油比和地面原油的相对密度,不足以确定地层流体是油还是气。例如,相对密度为 0.7201 的地面原油也可能是气相系统,而相对密度为 0.8816 的地面流体却可能是液相系统。地面油的颜色也不能单独作为判断油气藏类型的指标,因为凝析油如果含有沥青质,其颜色也可能是黑的。

组分是划分油气藏类型的重要指标,但仅仅组分一项不能确定地层流体的相特性。图 1-13 说明了图 1-11 上 1 号油藏流体的 PVT 特性(流体组分为:甲烷的克分子数占 72.4%,乙烷至己烷占 15%,庚烷以上占 12.5%。油层温度 121.67°C ,比临界温度 140.56°C 低 18.9°C ,流体的特性与泡点系统相同。如果油层温度在临界温度以上,则流体的性质将与露点系统相同)。

1.3 挥发油藏划分标准

挥发油藏的划分没有统一的标准。其原因是从黑油到挥发油的流体组分和特性是逐渐变化的。一般认为挥发油藏储集在高温深层中,储层温度在 120°C 以上,溶解气油比在 $250 \sim 1400 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 以上,地面原油相对密度低于 $0.78 \sim 0.85$,原油地层体积系数在 1.75 以上。也有相对密度在 0.802 以下,体积系数在 2 以上定为挥发油。

国外有人将各种原油的溶解气油比由小到大排列,直到干气的气油比,在黑油和天然气之间的中间带或过渡带即是挥发油和凝析气(图 1-9)。挥发油的溶解气油比大约在 $287 \sim 623 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 范围内。由于这类流体在储层中常接近临界点,随组分和温度的不同可能是油,也可能是气。

1.4 凝析气藏划分标准

目前,国内外普遍采用的凝析油气藏类型的判别方法,大部分是根据实验室烃类分析资料、烃类的特征参数再结合油气藏的开发实际资料进行综合分析研究,然后找出其规律,并以图表、曲线或区间数据的形式来表示烃类流体的类型和凝析油气藏的类型。因此,利用已取得的资料,就可利用这些方法进行凝析气藏的类型判别。

1.4.1 指标判别法

1.4.1.1 烃类流体三角相态图法

该方法是 Chapman Croaquist 提出的。根据很多油气藏的地层流体组成资料,按三角图坐标要求:即 $C_1 + N_2$ 、 $C_2 \sim C_6$ 、 C_7 的数据点在图上,气藏和凝析气藏比集中地分布在 $C_1 + N_2$ 顶部范围;以 C_7 约为 12.5% 划一条等值线与挥发性油藏为界;挥发性油藏点子集中在 12.5% 线的左侧,分布比凝析气藏点子稍低,大致以 C_7 为 30% 划等值线与黑油分界,黑油油藏点子比较分散, C_7 含量最高可达 70% 以上;有一个共同的特点,即所有类型的点子都离 $C_2 \sim C_6$ 顶点较远,所以中间烃含量普遍不高。如图 1-14 所示。由此,只需要取 C_7 参数作为油气藏判别标准,其标准如下:

$C_7 < 12.5\%$ 凝析气藏(包括无油环、有油环和凝析气顶);

$12.5\% < C_7 < 30\%$ 挥发性油藏;

$C_{7+} \geq 30\%$ 黑油油藏或稠油油藏。

这是根据国外文献初步确定的大致界限,并不十分严格,一般认为在凝析气藏和挥发性油藏之间存在临界态类型油气藏;在挥发性油藏到黑油油藏之间,也有一个过渡带,所以这两个界限不明确。 C_{7+} 值在界限附近时,就难以准确判别油气藏类型。从图 1-14 可看出,板桥油气田中的干气藏、凝析气藏、挥发性油藏均落在三角图内的相同类型的区内。

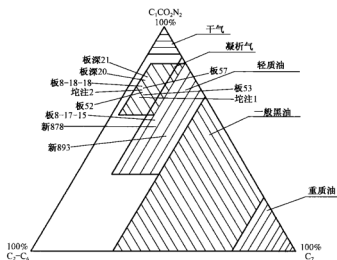


图 1-14 板桥油气田中不同油气藏流体三角相态图

1.4.1.2 地层流体密度和平均分子量判别法

原苏联学者特列宾,对 150 多个油藏、凝析油气藏和气藏大量流体资料的研究,发现不同烃类流体的地层烃类流体密度和平均分子量是不同的,并找出了它们之间的分布区间,并以此作为判断油气藏类型的标准,详见表 1-6。

表 1-6 油气藏类型与地下流体密度、平均分子量等的关系

油气藏类型	地下流体密度	平均分子量	相态变化
气藏	0.255 ~ 0.250	< 20	无相变
凝析气藏	0.225 ~ 0.450	20 ~ 40	露点
挥发油藏	0.425 ~ 0.650	35 ~ 80	泡点
常规油藏	0.625 ~ 0.900	75 ~ 275	泡点
重质油藏	> 0.875	> 225	泡点

在已发现的大量油气田中,对所产出的烃类井流体,用一般的方法难以判断是凝析油藏还是原油时,许多研究工作者,根据自己的实际经验提出了几种判断方法,这些方法在一些情况下也是行之有效的。主要有:

(1) 总烃组分判断法

$\Sigma \text{总烃}(\%) / \Sigma (\text{胶质} + \text{沥青质}) > 17$ 凝析油;

$\Sigma \text{总烃}(\%) / \Sigma (\text{胶质} + \text{沥青质}) < 17$ 原油;

Σ 总烃 100 ~ 150℃ / Σ 总烃 180 ~ 200℃ > 1.3 凝析油;

Σ 总烃 100 ~ 150℃ / Σ 总烃 160 ~ 200℃ < 1.3 原油。

(2) π 准数法

$$\pi = \frac{M^{1/4}}{\rho} \quad (1-1)$$

式中 M ——凝析油分子量;

ρ ——凝析油的相对密度。

原油的 π 值随沸点增加呈线性上升。取油样做蒸馏切割分析,测定不同沸点温度下的馏份相对密度,计算 π 值,绘制 π ~ 平均沸点关系曲线,由曲线的形状判别是凝析油还是原油。如图 1-15 所示。

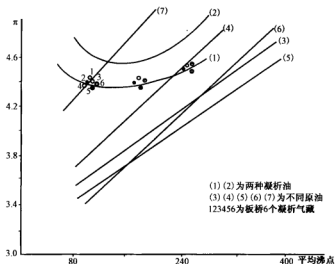


图 1-15 凝析油和原油的 π 与平均沸点关系特征曲线

(3) 用油中含 $C_{14} \sim C_{30}$ 正构烷量判断法

原油中正构烷烃 $C_{14} \sim C_{30}$ 的分布变化不大,含量多在 5% ~ 10% 之间,而凝析油正构烷烃碳原子数减少,其相对百分含量急骤增大。因此,只要在地面取油样进行正构烷烃分析就可判别是凝析油还是原油。

(4) 方框图判别法

这一方法是由原苏联学者提出,根据很多油气田取得的大量烃类流体组分资料进行分析得出的。其主要思路是利用储层中产出的天然气、凝析气或溶解气的组成分析资料,计算出 4 个参数,即: C_2 , (%), C_2/C_3 , $100 \times C_2/(C_3 + C_4)$, $100 \times C_2/C_1$, 利用不同类型油气藏大量实际资料编制出 4 个正方形,由对角线串联起来的框图,正方形每条边分别指定为 4 个参数的坐标轴。

当烃类流体类型判别时,根据要判断烃类流体计算的 4 个参数,点在某一个方框的各自坐标上,然后投影到对角线上。若 4 个或 3 个点落在一个正方形框内,由这个正方形所标明的油气藏类型就是该烃类流体判定的类型。为方便起见已制成表格,可查表 1-7。

表 1-7 方框图判别法四个参数范围

参数名称	气藏	无油环凝析气藏	带油环凝析气藏	油藏
C_2+	0.1 ~ 5.0	5 ~ 15	10 ~ 30	20 ~ 70
C_2/C_3	4 ~ 160	2.2 ~ 6.0	1 ~ 3	0.5 ~ 1.3
$100C_2/(C_3 + C_4)$	300 ~ 10000 以上	170 ~ 400	50 ~ 200	20 ~ 100
$100C_2/C_1$	0.1 ~ 5.0	5.0 ~ 15	10 ~ 40	30 ~ 600

(5) 用生油岩中分散有机质吸附气的 C_2/C_3 和 iC_4/nC_4 值判断法判断的标准如下:

- $iC_4/nC_4 < 0.8$ $C_2/C_3 < 1.3$ 油藏;
 $iC_4/nC_4 > 0.8$ $C_2/C_3 < 1.3$ 凝析油气藏;
 $iC_4/nC_4 < 0.8$ $C_2/C_3 > 1.3$ 高温裂解气藏;
 $iC_4/nC_4 > 0.8$ $C_2/C_3 > 1.3$ 生物成因气藏;

1.4.2 烃类流体相态特征判别法

1.4.2.1 相图判别法

根据储层温度与临界点和最大凝析温度资料,利用图 1-16 来判断烃类属哪种类型。如储层温度低于烃类流体的临界温度,并在相图中的 AB 线左侧,为黑油(原油);储层温度接近于临界点,但低于临界温度,在相图中的 DE 线与 AB 线之间,为挥发性原油;储层温度高于临界点,在相图中的 FG 线与 DE 线之间,为高含量的凝析气藏;储层温度在露点到最大凝析温度之间,在相图中的只与 FG 线之间,为低含量的凝析气藏;储层温度位于最大临界温度线之外,当压力下降时不发生反凝析现象,为湿气或干气藏。

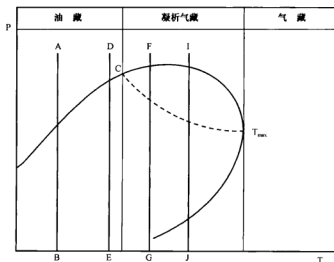


图 1-16 各类油气藏在 p-T 图上分布位置图

1.4.2.2 相对液体体积与压力关系曲线判别法

各类烃类流体在室内做的 PVT 实验所取得的液体相对体积(相对于饱和压力点体积)与压力的关系曲线形态和所处的位置各不相同,根据曲线所处位置来判断属哪种烃类流体,见图 1-17。图中曲线 1 为原油,曲线 2 为挥发性原油,曲线 3 为高含量凝析油,曲线 4 为低含量凝析油。因此,可根据本地区烃类流体所做的 PVT 实验结果与此图对比,落在哪个区间或曲线上就是哪种烃类流体。以此种方法可以比较准确的判断出这类流体的类型。

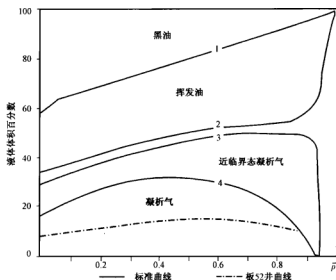


图 1-17 典型储层流体液体体积含量与无因次压力关系曲线

1.4.3 凝析气藏有无油环的判断方法

对于一个新的地区或新的层系,产出的烃类流体,利用 1.4.2 中提出的一些方法证实为凝析气藏后,这个凝析气藏是否有油环存在,对确定开发方式、开发方法及注入井和采出井的布置都具有非常重要的意义。因此,根据油、气井所取得的资料,尽快判断出该凝析气藏是否有油环存在,应放在各项研究工作的首要位置。由于每个新区开发前完钻井数不同,判断凝析气藏是否有油环存在的方法也不相同。根据国内外一些学者发表的一些研究成果,基本上有两大类:即实际资料分析对比判断法、经验统计公式判断法。

1.4.3.1 实际资料分析对比判断法

该方法是利用初期取样所做的 PVT 实验资料及油气井试采所录取的凝析油含量及凝析油气的物理性质等资料进行对比分析和判断。

(1) 利用凝析油含量在平面上的分布关系进行判断

当一个油气藏在不同部位上已有两口以上的井而又未钻到油环时,可根据油气井生产初期所取得的凝析油含量资料做剖面或平面分布图(有条件时做等含量分布图),利用此图对该凝析气藏是否有油环进行判断。其基本原理是:当凝析气藏无油环时,气藏各部位的露点压力低于或等于原始地层压力。初期油气藏无压降时,各井在最低极限产量以上生产时的凝析油的含量(每立方米天然气中含凝析油的重量,以 g 表示)在不同构造部位是相近的,属于这种

情况的,绝大多数气藏无油环存在;反之,则可能有油环存在。

(2) 利用露点压力与原始地层压力之间的关系进行判断

对于有油环的凝析气藏,它的露点压力等于原始地层压力。由于凝析油含量随埋藏深度的增加而增加,其露点压力也随其变化;反之,这种现象不明显。根据上述关系,在打开油气层的初期进行不同工作制度下的取样和 PVT 分析,看其露点压力与原始地层压力的关系,以判断凝析气藏是否有油环存在,其判别标准是:

当 $p_D \leq p_e$ 时,无油环;

当 $p_D \geq p_e$ 时,有油环。

其中, p_D ——露点压力,MPa;

p_e ——原始地层压力,MPa。

(3) 利用生产过程中,凝析油含量与压力变化关系进行判断

当气井在生产过程中,随着地层压力的下降,会出现下述几种情况:一是初期气油比稳定不变,当地层压力继续下降气油比开始上升,反映出凝析油含量下降,而且凝析油的密度在逐渐减小,这类凝析气藏无油环;如果地层压力下降,气油比就急骤上升,而且凝析油的密度先变轻后变成原油,这类凝析气藏大部分都有油环存在。

1.4.3.2 经验统计方法判别有无油环存在的判别法

经验统计方法是在研究了大量油气田的流体资料,结合各类油气田应具有的特征参数进行分类整理后,从中找出各类油气藏的特征参数应分布在什么范围,以此来划分和判断凝析气藏类型的方法。这些方法有: ϕ 参数法、 Z 参数法、特种因子法、 C_2^+ 含量法、 C_1/C_2^+ 比值法、 $n_T - \sum n_i$ 法、势函数法、芳烃含量判断法和丁烷、戊烷正异结构比值判断法。

第二章 碳酸盐岩油藏描述及建模技术

2.1 潜山碳酸盐岩储层油藏描述技术

潜山碳酸盐岩储层研究是计算砂岩地质储量、编制油气田开发方案、提高开发效果的重要依据,是潜山油藏地质依据工作的重要内容。

2.1.1 研究手段和方法

为描述潜山碳酸盐岩储层,采用地面与地下结合、宏观与微观结合、动态与静态结合等多种手段,从不同的侧面进行分析,最后综合研究潜山碳酸盐岩储层特征。

(1)野外模拟调查类比。

选择与油田的地层时代相同,岩性相近,地质构造条件相似的地面露头或矿山坑道,进行储层模拟调查。类比油田地下断层裂缝分布;类比潜山古岩溶发育的特点及储渗空间类比研究储层孔分布。

(2)钻探地质录井。

针对碳酸盐岩储层特点,研究岩屑中的次生矿物录井、含油岩岩屑录井荧光录井,钻具放空、大漏并涌等钻井液录井及岩心录井等资料。

(3)实验室研究。

重点进行岩心薄片、岩矿薄片、铸体薄片、荧光薄片、阴极发光、扫描电镜物性分析、压汞等储层微观孔隙结构研究;同时还进行岩石表面润湿性、相对渗透率、水驱油拟实验等渗流特征方面的研究工作。

(4)地球物理测井研究。

主要解决地层划分对比、纵向地层剖面、储层划分、含油性方面的问题。地震信息的精细处理预测缝洞发育段的分布。

(5)油田开发动态研究。

主要利用压力恢复曲线研究油层储集类型;“双重介质精确解”拟合计算储层物性参数;利用井间干扰动态研究储层缝洞发育段的连通情况。

对潜山碳酸盐岩油藏的储层研究工作,除了确定潜山的地层时代和地层层序、类型和结构构造外,更主要的是:要确定储层有效孔隙度,划分出白云岩和石灰岩储层的标准,各含油差异划分不同级别的储层,统计储油层前有效厚度,确定各类储层有效孔隙度。划分出溶洞裂缝型、缝洞孔复合型、似孔隙型及微缝孔隙型等四种类型。针对不同的储集类型采用不同的开发措施,取得较好的开发效果;明确同一油田不同区块纵向上孔洞缝的分布规律,划分出各类储层和非储层,为分段卡、堵水,分段试油和酸化提供地质依据。

2.1.2 储集层研究程序

2.1.2.1 资料收集

资料是研究工作的基础,因此必须注意收集以下各类资料:

- ① 油田及邻近地区的地震测线位置图、各测线的地震剖面、各标准层的平面地震构造图；
 - ② 各单井录井田、综合测井图及完井地质总结报告；
 - ③ 单井钻井基础数据，井斜与取心数据，岩心及其化验分析资料，包括岩心薄片、岩矿、铸体、荧光等薄片，以及扫描电镜、物性分析、压汞等。
 - ④ 单井钻井放空与钻井液大漏数据，包括放空井段和长度、漏失井段、漏速及漏量、漏失时钻井液密度和黏度；
 - ⑤ 测试成果，包括中途测试、常规试油、分层测试及试井成果（系统试井和不稳定试井）、措施前后的试油、试采成果；
 - ⑥ 高压物性资料和单井油、气、水性质分析数据。
- 要求资料齐全准确，使用方便。

2.1.2.2 地层与构造研究

在收集整理上述资料之后，先进行地层研究，然后研究构造。

(1) 地层

包括区域地层和油田地层。在区域地质调查基础上，了解正常的潜山地层层序及潜山上覆地层的正常法序。熟悉不同层位的岩性组合特征，明确各层位之间接触关系，找出区域对比标准（标志）层，掌握区域岩性、古生物和厚度变化规律。综合岩心和岩屑的录井、测井资料，建立单井岩性剖面。结合岩矿薄片资料，研究岩石结构、构造及沉积特征。识别所含特殊矿物及生物化石等，了解纵向岩性变化，划分沉积韵律，确定对比标志层。明确生、储、盖组合，简述区域地层岩性特征。

进行油田地层的井下岩性剖面与区域地层对比，应用测井资料，结合岩性、古生物等有关资料编制地层综合柱状剖面图。油田各单井剖面经划分对比后，建立地层分层数据表，选择有代表性剖面编制出油田地层对比图。选择钻井厚度大、层组多的井作为基础剖面，按照岩性特征，落实细分层的电性标志层，结合沉积韵律划分油层组，油层组内部依次一级韵律划分层段，并建立油层组内的分层段数据表，编绘油层组小层段对比图。

(2) 构造

依据区域地质资料明确油田所处的区域构造位置，了解区域构造特征。在收集地震资料基础上，依据详探井的地层对比资料，编制构造剖面图、潜山顶面形态图、潜山内幕构造图及古地质图。根据上述图件描述潜山形态、长、宽、面积、潜山带走向、闭合面积、闭合高度、坡度角及各山头情况，以及潜山内幕构造性质，即走向、倾向、倾角及地层展布。依据钻井和地震资料发现断层点，综合分析确定断层及其要素，包括断层性质、产状、断距、断层组系及其密闭性。油层顶面构造图可为圈定含油面积提供重要资料。

2.1.2.3 储层研究

储层研究是判定油藏是否富集高产的关键问题，也是开发地质工作的核心，它提供储量计算的重要参数。

(1) 储集空间及储集类型

观察岩心含油产状，进行裂缝及孔洞面孔率统计，建立统计表。依据钻井过程中发生的钻井放空和钻井液漏失资料，结合井径曲线异常扩径，分析判断其大缝大洞位置及发育程度。应用压汞、岩矿薄片、铸体薄片、荧光薄片及扫描电镜等资料，了解储集空间发育情况及其含油产状，结合面孔率统计，确定储集空间与喉道组合类型。统计孔、洞、缝三者在储层中各占的比例，结合油井压力恢复曲线形态以及测试资料，确定储集类型，并描述其静、动态特征。

(2) 储层划分

收集整理岩心描述统计资料、实验室的各项分析测定数据,结合测井资料编制岩心综合资料图。应用岩心分析的物性及压汞数据,结合该岩样含油显示情况,编制孔隙度与渗透率关系图、孔隙度与孔喉均值关系图,找出含油与不含油的喉道界限,综合确定储层划分的物性界限。

(3) 储层物性参数

此处主要讨论孔隙度、渗透率、含油饱和度。

① 孔隙度:可依据测井解释及岩心分析数据求得,也可用地质综合分析法求得。

② 渗透率:利用岩心样品在实验室测定水平、垂直渗透率,依据试井资料计算求得有效渗透率;也可依据裂缝测井解释提供的裂缝开度计算渗透率。

③ 含油饱和度:利用密闭取心或油基钻井液取心送实验室测定数据求得,也可依据岩心样品的压汞资料,计算流动喉道下限值,并求出非流动孔喉体积百分比估算含油饱和度,以作参考。

(4) 储层发育的影响因素分析

储层发育的影响因素可分为内因与外因两类。一般岩性因素属内因,其他如岩溶、构造应力等均属于外因。掌握储层的控制因素后,可以预测储层分布。

① 岩性因素。由于不同的沉积环境形成各种不同岩类,找出各岩类与孔隙、岩溶及裂缝发育的关系。

② 岩溶分布。依据各井的钻具放空、钻井液大漏和异常扩径,研究岩溶分布规律。

③ 裂缝的研究。碳酸盐岩发育各种裂缝,其中又以构造缝为主,这些裂缝增加储层的储渗性能,因此必须加强裂缝研究。利用岩心统计可以计算裂缝组系与孔洞的面孔率。

④ 风化淋滤作用。依据钻井和测井资料了解风化壳地层岩性层位及其分布。利用钻具放空、扩径和钻井液大漏以及取心资料,研究风化壳内孔、洞、缝发育及其纵向分布规律,结合测井资料,划分出风化壳的厚度,编制平面风化壳等厚图,研究其分布规律。碳酸盐岩潜山油藏缝、洞、孔发育段连通图的编制,在同一构造剖面图上,标出因岩性影响的同层高渗透带、隔层顶、底板的顺层溶蚀带、断裂高渗透带、风化壳缝洞发育段及古水平岩溶带,各带的复合叠加即为缝洞发育段连通图。应用井间干扰资料,验证各高渗透带的连通情况。此外,还可利用地震资料的精细处理,进行储层横向预测工作。

⑤ 储层演化。依据岩矿薄片观察及其岩石学特征,确定本区的碳酸盐岩成岩后生作用种类及其作用程度,如白云石化及去白云石化、硅化、压实、压溶、重结晶、溶蚀及次生矿物充填和构造应力等成岩后生作用。各种成岩后生作用在纵向上分布及其对储集性的影响。依据储层的沉积特征,结合该地区的地质发展史,研究储层的演化过程。

(5) 隔层分析

选择资料齐全系统的代表井,依据岩心观察与物性研究,明确孔隙度、渗透率极低,裂缝又不发育的致密层及其在测井资料上相应的显示特征,进行井间对比,分出各井致密层的厚度,并计算其有关物性参数。编制隔层或相对隔层等厚图,了解其平面分布及厚度变化规律,分析边界条件。选择有代表性的井,分析井间干扰情况,判断隔层对油藏的分隔作用。

2.1.2.4 油藏类型研究

(1) 油、气、水分布

依据岩屑、岩屑荧光、钻井液及气测等录井资料,了解单井纵向上油气显示情况;依据测井

解释油、气、水资料；单井试油，分层试油，测试资料；油藏内原始测压资料，编制压力梯度图，判断油、气和油、水界面深度。综合上述资料，编制油、气与油、水界面实际资料图，并标明油、气和油、水界面井深与海拔标高。

搞清油、气、水关系，包括边水、底水、夹层水、气顶气、夹层气或纯气层等。对同一构造油、气柱高度，油气、油水垂向与平面分布进行描述，如：产纯气段；气、油同产段；产纯油段底界；油水同产段；产纯水段顶界等。

(2) 流体性质

依据油、气、水性质数据，研究流体的化学组分和物理性质及其纵向与平面变化规律。应用高压物性取样分析资料，研究地层水的密度和黏度、体积系数、是否溶解有气、气的性质、气水比、饱和压力等有关高压物性参数。

(3) 多相渗流特征

取油层岩样送交实验室测定储油岩石表面润湿性、油水、油气相对渗透率，求出水驱油效率、渗吸常数及半衰期。

(4) 压力和温度系统

了解油藏压力系统，如：地层压力、压力系数、压力梯度、异常高压或异常低压系统、温度系统，包括油藏温度、地温梯度、异常高温或异常低温系统。

(5) 油藏驱动类型

水压驱动有边水和底水之分。依据油藏的边水或底水的体积大小及补给条件、开采井动态状况，确定水驱动类型。

依据油藏气顶体积大小，开采中气顶压降速度、气油比的变化，确定气驱动类型。

油藏能量主要依靠液体和岩层的弹性作用时，以及油中溶解气释放和膨胀时，确定为封闭性弹性溶解气驱动类型，并了解地饱压差和弹性产率。

油藏中主产井位于构造低部位时，原油靠自身重力作用流向井底的一种驱动方式。开采过程中，其他能量已枯竭时，重力驱动作用更显得重要。

油藏单一驱动作用比较少见，一般为多种驱动，只是其中以某一驱动为主，其余为辅，这时以主要驱动类型代表。

油气藏主要依据其几何形态、油气水关系、储集类型及油气藏的饱和压力等，确定油气藏类型。

通过以上对油气藏的研究，求得计算石油储量的各项参数，最后进行储量计算或复核。

2.1.3 储集类型研究

(1) 按储集空间形态及其大小分类

碳酸盐岩储集空间就其形态可分为两大类：孔洞和裂缝。孔隙长宽之比在 1:1 ~ 1:10 者称之为孔洞，大于 1:10 者称之为裂缝。对于孔洞以直径分，小于 2mm 者为孔，大于 2mm 者为洞，裂缝按缝宽划分。见表 2-1 所示。

(2) 按储集空间形态及其成因分类

按照形态结合大小可分为洞、缝及孔三大类。在此基础上结合成因进行分类，可细分为十余种，见表 2-2 所示。

表 2-1 孔洞缝大小分类表

孔洞名称		孔洞直径,mm	裂缝名称	裂缝宽度,mm
洞穴		>500	巨缝	>100
孔洞		2~500	大缝	10~100
孔隙	巨孔隙	1~2	特宽缝	1~10
	粗孔隙	0.5~1	宽缝	0.1~1
	中孔隙	0.25~0.5	中等缝	0.01~0.1
	细孔隙	0.1~0.25	窄缝	0.001~0.01
	微孔隙	0.01~0.1	微缝	0.0001~0.001
	隐孔隙	<0.01	超微缝	<0.0001

表 2-2 按形态、成因、控制因素储集空间分类

形态分类	成因分类名称	成因和控制因素	大小
洞(大、中、小洞)	溶蚀孔洞及洞穴	溶蚀形成、受岩性、裂缝、温度、压力、水介质等因素控制	洞径大于2mm
缝	构造缝	构造应力作用形成、受应力性质、岩性、温度、围压等因素控制	宽数微米~数厘米 长数厘米~数千米
	层间缝	沉积作用形成,受沉积物质及沉积环境控制	宽数微米~数厘米 长数厘米~数米
	风化缝	物理风化作用形成,受岩性、气候、地貌等因素控制	宽数微米~数毫米
	压溶缝	在地层压力下选择溶蚀而形成,受岩性及水介质等因素控制	宽数微米 长数厘米~数厘米
	溶蚀缝	原裂缝溶蚀扩大而形成,受裂缝发育程度、岩性和水介质的性质控制	宽0.2微米~数毫米 长数厘米~数十厘米
孔	藻窗孔	隐藻构造形成的孔隙,受岩石类型和成岩作用控制	数微米~数毫米
	藻团粒间孔	藻团粒作支撑形成,受成岩作用控制	数微米~数毫米
	晶间孔	重结晶和白云石化作用形成,受岩性、温度、压力及水介质条件控制	数微米~数十微米
	粒间孔	颗粒作支撑形成,受岩性和成岩作用控制	数微米~数十微米
	砾间孔	溶塌、断错等作用形成,受岩性、溶蚀、断裂等因素控制	数十~数百微米
	溶孔	溶蚀形成、受岩性、水介质、古气候、古地理条件等因素控制	小于2mm
	粒内溶孔	溶蚀形成,受岩性、水介质、古地理等控制	数十微米

(3) 按沉积空间的储渗性能分类

碳酸盐岩储层依据喉道大小及流体渗流特点可将储集空间划分为流体快动部分、流体慢动部分、流体难动或不动部分。在相同的流动条件下,碳酸盐岩储集空间中流体运动的特点主要取决于喉道的大小和形态。

地下喉道大于 0.1mm 所连通的储集空间系统称为裂缝系统或“流体快动部分”,是采油贡献大的储集空间。地下喉道在 0.1 ~ 0.2mm 范围内所连通的储集空间系统称为“岩块系统”或“连通慢动部分”,主要靠毛细管力作用渗吸采油,连通流动速度慢,采出程度较低。地下喉道小于 0.2 μ m 所连通的孔隙称为“基质微孔系统”或“流体不动部分”。

2.1.4 储集层的参数确定

2.1.4.1 储集层的孔隙度

储集层的孔隙度求取,一般是利用岩心通过实验室直接测定数据得到。由于岩心的数量有限,可由测井信息计算出储层孔隙度。

2.1.4.2 储集层的含油性

含油性的好坏决定了油田开发过程中的产量高低。碳酸盐岩的含油性可从岩心的含油产状、荧光薄片的含油特征和测井等资料加以确定。碳酸盐岩的含油产状主要有 3 类:裂缝含油、缝洞孔含油和孔隙含油。

2.1.4.3 储集层的渗流特征

储集层流体间的界面张力、岩石表面的润湿性、毛细管压力、相对渗透率曲线等都是反应沉积层渗流特征的重要资料。其测量方法与常规的砂岩岩心的测量方法一样。

2.2 油藏建模技术

2.2.1 基本概念

2.2.1.1 地质统计学

地质统计学是以区域化变量理论为基础,以变异函数为主要工具,研究那些在空间分布上既有随机性又有结构性自然现象的科学。凡是要研究空间分布数据的特征、对某些变量进行最优估计,或模拟其离散性及波动性时,均可用地质统计学理论及相应的方法进行研究。

2.2.1.2 油藏建模

根据地质资料(地震、测井、沉积分析、岩相分析等)和油藏工程动态资料(测试、生产数据、示踪剂、岩心等),运用地质统计学来描述油藏的几何形状、大小、属性分布、形成油藏地质数据体的技术。

2.2.1.3 四维建模

一般情况下,建立的油藏地质模型在空间上是三维的。但是随着油气田的开发,油藏的某些属性(或参数)随时间是变化的,因此建立的油藏地质模型随时间也应是变化的。在时间维

上建立的空间三维地质模型称之为四维地质模型,其建模过程称之为四维建模。

2.2.2 油藏建模的意义

2.2.2.1 实际意义

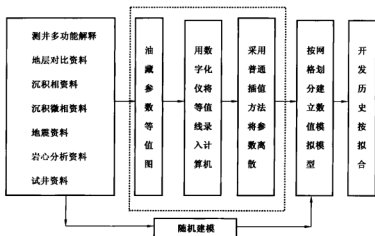
精细油藏描述技术已在国内外各油田广泛应用,精细油藏描述的规模越来越大,精细程度也越来越高,其工作量也越来越大。如何精确地、科学地建立符合油藏实际情况的地质模型的问题也越来越突出,如不及时解决会严重阻碍精细油藏描述技术的进一步推广应用。

以往的精细油藏描述技术所建立的地质数据体没有考虑油藏工程研究(数值模拟)的需要,使得静态描述的数据体无法应用,导致油藏动、静态描述脱节。过去的做法是:地质描述提供油藏的各种静态参数的等值图(如孔、渗、饱等参数的等值图),数模研究人员将这些等值图用数字化仪录入计算机,将输入的数据进行离散(常规插值方法),建立油藏数值模型。对于一个规模较大油藏描述问题往往要花费很多的精力去完成这项繁重的“数字游戏工作”,而且录入的数据精度也难以保证。

另外,正确建立油藏模型,有利于缩短历史拟合的期限,有利于提高历史拟合的精度,这对大型油藏的精细描述意义重大。相反,如果油藏模型不正确,即使拟合的精度很高,也将导致错误的结果,给生产带来巨大的损失。因此,科学、准确的建立油藏模型是运用油藏工程方法进行方案设计、调整的基础,是油气田开发的核心任务之一。

目前,国际上流行的建模技术是随机建模,其主要思想就是以测井数据、地震数据、岩心分析资料和试井资料为样本数据,采用随机模拟技术结合沉积相、沉积微相等资料来建立符合油田实际的油藏模型。

因此,随机建模技术的研究与应用有利于提高精细油藏描述的效率和精度,正确认识油藏,进一步提高油田产量等具有重大的意义。



2.2.2.2 理论意义

在许多自然现象中,样品常以其空间位置为特征,因此用这类样品所提供的多元信息描述应从位置相关和变量相关两个方面来确定这种多元信息。既要分析由于地理位置引起的样品

之间的相关,又要分析由于同一位置上不同变量之间引起的变量之间的相关。在多元信息条件之下建立某一自然现象的最佳数学模型时,必须同时考虑多元信息的空间相关及统计相关。

多元统计分析方法考虑到变量之间的相关关系,但几乎未考虑到多元信息的空间特征。普通 Kriging 等地质统计学方法只限于对单变量的研究,而且也没有考虑空间尺度对所研究的区域化变量的影响。多元地质统计学就是为解决上述问题而提出的一种新的理论。多元地质统计学是以协同区域化(Coregionalization)理论为基础,以互变异函数(Covariogram)为基本工具,研究那些定义于同一空间域中,既具有统计相关又具有空间位置相关的多元信息空间结构的地质统计学,其主要方法是协同 Kriging 法(CoKriging)及因子 Kriging 法(Factor Kriging)。

但是在许多自然现象的研究中,人们所研究的变量不仅具有空间特征,而且还具有时间特征。也就是说,可以把研究的变量看成为时—空域中的随机函数,如油藏中的渗透率,随着油气田开发是不断变化的,这些数据明显的特征是既有空间性,又有时间性。为了研究这种在时—空域中的有用信息,人们把地质统计学理论方法延伸到时—空域的研究之中。

目前,在时—空域中进行多元信息地质统计的理论和方法还不成熟,需进一步的研究和发展。因此,研究四维建模技术具有一定的理论上的意义。

2.2.2.3 多学科攻关(Multi-disciplines Study)

应用地质统计学建立地质模型涉及地球物理勘探、地质描述、测井、油气田开发和统计学等众多学科,是一个多学科联合研究的领域。过去油藏工程研究人员在该领域研究的较少,以至于随机建模技术与油藏数值模拟脱节,通过本研究加速该项技术在油藏数值模拟中的应用具有一定的意义。

2.2.3 国内外研究现状

自从 20 世纪 60 年代初期,法国的 G·马隆特教授提出区域化变量理论并创立地质统计学以来,地质统计学用于油藏描述领域已取得很大的发展。

地质统计学的早期应用主要用于绘制一个或多个地层参数的空间分布图,强调使用变异函数模型和 Kriging 法绘图,并把 Kriging 法误差作为估计精度的指标。Kriging 方法是一种线性平滑内插法,它优于传统方法(如三角剖分法、距离反比加权法等)之处就在于它不仅考虑到被估点位置与已知数据位置的相互关系,而且还考虑了已知点位置的相互关系,这相当于从整体上强调数据构形的作用,并使用变异函数对相互关系进行了定量的刻画。但是由于 Kriging 方法仍是一种数据内插方法,把它用于储层评价常常会平滑掉储层特征在空间展布的变异性,从而影响对储层非均质性和不确定性的研究。

2.2.3.1 传统估算方法(Conventional Kriging - CK)

用来估算地质参数空间分布的统计方法称为 Kriging 方法。Kriging 是第一个将这项技术运用于金矿地质描述的人,之后法国的数学家 Matheron 给出了这项技术的数学基础。逐渐发展形成了不同的 Kriging 方法,根据研究问题的不同,可采用不同的 Kriging 方法。如果要估算某一点的数值,则用点 Kriging 方法(Point Kriging);如果要估算网格块的数值,则用块 Kriging 方法(Block Kriging);如果两个变量间具有明显的相关关系,估算参数数值时,则应用协 Kriging 方法(CoKriging);如果已知的参数值具有明显的变化趋势,则应用泛 Kriging 方法(Univer-

sal Kriging); 上面的 4 种方法, 其基本假设为估算值是其周围已知值的线性组合, 即:

$$V^*(x_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i V(x_i) \quad (2-1)$$

式中 $V(x_i)$ ——已知点 x_i 的数值;

n ——已知点的个数;

λ_i —— $V(x_i)$ 的权重系数。

这 4 种方法具有类似的特征: 可对估算值进行光滑; 估算值具有较少的可变性; 变异系数不遵循已知点的值。

Kriging 方法存在的缺点有以下几个方面。

① 包含异点。变量的相关系数接近 1 的情况下, 传统的变异系数的方法应用较好。对于相关系数很大的情况, 已知参数值呈非正态分布, 变异系数不稳定, 对极值点特别敏感。如果将极值点去掉则油藏描述不能反映真实情况。对于这种情况, 传统的做法是对变量进行非线性变换 (对数或开平方), 再运用 Kriging 方法。然而, 基于非线性变换的 Kriging 参数估算对于变异函数中的“常数”值特别敏感, 另外基于非线性变换的 Kriging 参数估算还要求对原始分布的一些假设。

② 极值连续性。传统的 Kriging 方法定义一个变量的空间函数, 并应用这个空间函数来估算未知点的参数值。这些技术并没有反映极值的连通性。尽管极值的百分比是比较小的, 但这些极值对油藏的动态有较大的影响。传统的 Kriging 没有考虑极值的连通性, 因而估算的参数特征并没有极值的特征。

③ 数据的光滑。传统的 Kriging 方法基于方差的误差最小原则。在最小化的过程中, 使变量的分布光滑。这些分布并没有反映数据的变化性和不确定性。

④ 多变量 Gaussian 模型假设。传统的 Kriging 方法要计算误差的方差, 计算时要假设一个关于误差的分布函数, 一般认为估算的误差满足 Gaussian 分布。有时这一假设会使油藏描述发生失真。

2.2.3.2 条件模拟(Conditional Simulation - CS)

条件模拟是一种借助于一些已知的定性和定量的资料来获得等概率油藏描述的地质统计方法。这种方法是有条件的, 因为它依赖于输入的信息。如果以井点资料为条件信息, 那么等概率描述将遵循这些条件作为描述的一部分。这一方法能产生几个可能的油藏描述。

条件模拟方法通常分为两大类: 一类主要是通过空间属性参数的变异函数进行随机模拟给出属性空间分布的结果, 这种方法主要用于对连续变化的物性参数分布进行建模。另外一类是主要研究空间形体的分布, 通过对研究对象的几何形状参数进行建模, 然后利用模拟方法给出研究对象的空间分布, 这种方法称为“面向对象的方法”。

常用的随机模拟方法有:

① 序贯高斯模拟(Sequential Gaussian Simulation);

② 序贯指示模拟(Sequential indicator Simulation);

③ 布尔模拟(Boolean Simulation);

④ 截断高斯模拟(Truncated Gaussian Simulation);

- ⑤ 退火模拟(Simulated Annealing);
- ⑥ 分形模拟(Fractal Simulation);
- ⑦ 示性点过程模拟(Marked Point Process Simulation);
- ⑧ 镶嵌过程模拟(Mosaic Process Simulation)

2.2.3.3 条件模拟与传统 Kriging 方法的差别

条件模拟(CS)是借助于定性或定量的资料来产生概率油藏描述的地质统计方法,它与传统的 Kriging 方法(CK)有下列不同:

- ① CS 遵循已知点的数据,并保持原有的分布特性,而 CK 估算时只保证误差的方差最小;
- ② CS 遵循已知数据建立的数据空间关系,而 CK 估算值并不遵循这一空间关系;
- ③ CS 能产生表明不确定性的稳定区域的等概率油藏描述,但 CK 只考虑了误差的方差,

然而,误差的方差并不能表明不确定性。

2.2.3.4 随机模拟在油藏动静态描述中的应用

有关油气藏随机建模的第一次报道是 1984 年。近年来该项技术在国际上迅速发展,随机模拟方法标志着地质统计学发展的新阶段。使用统计概念和随机性概念来建立地质模型,能够把油藏工程的研究提高到一个新的水平。早期主要是建立定性的或半定量的确定性地质模型,称之为储层描述(Reservoir Description)。这样建立的地质模型只有对储层大范围特征的定性的认识,而且常把储层的属性分布看成是连续性和持续性都比较好的理想模式,把储层物性参数在大块段上常赋予一个平均值来刻画。但是,真正的储层行为要比想象的复杂得多,储层分布及结构的非有序性、各向异性、非连续性、非均质性是普遍存在的。为探索这种复杂性,有必要利用充分的地质资料结合现代新技术来对储层分布的复杂性进行定量化的评价。这样建立的模型不同于早期的储层描述,称之为储层表征技术(Reservoir Characteristics)。由于获取的地质资料、信息、数据的分散性、稀疏性、跳跃性、间接性和随机性,利用这些资料来建立模型其结果肯定会包含着不确定性和多解性。储层的随机建模和随机模拟技术提供了解决上述问题的有力工具。已经发表的论文表明:随机模拟可用于对储层从静态到动态整个全过程的研究,主要用于下列几个方面:

- ① 岩相的划分和空间分布;
- ② 沉积相带的划分和空间分布;
- ③ 孔隙度、渗透率和含油饱和度等参数的空间分布;
- ④ 砂体中孤立泥岩(shale)的空间分布和尺寸;
- ⑤ 储层中夹层的空间分布;
- ⑥ 不同砂体之间的连通性;
- ⑦ 储层的空间位置、形状、方向、长度及其空间分布;
- ⑧ 可采储量的空间分布;
- ⑨ 油藏工程方案预测;
- ⑩ 油田开发中的风险评价;
- ⑪ 预测各种油藏工程方案。

2.2.4 目前研究中存在的问题

目前已有的随机建模方法并没有考虑井的动态资料(Dynamic well data – 包括生产资料和动态测试资料),当油藏历史拟合较差时,模拟的油藏动态变化范围大。因为虽然随机模拟技术被用来定量描述油藏参数的不确定性,但它并不遵循已有井的动态,从而导致油藏预测方案不可靠。从理论上讲,随机模拟方法建立的油藏模型既要遵循已知参数固有的空间关系,又要遵循油藏中已生产的单井生产动态,这样建立的油藏模型才符合实际情况,预测的油藏生产动态才准确可靠。

第三章 挥发油藏和凝析气藏配套开发技术

3.1 挥发油藏和凝析气藏开发的复杂性、特殊性

与常规砂岩黑油油藏或气藏相比,潜山碳酸盐岩挥发油藏、凝析气藏的开发存在以下特殊问题需要加以解决。

① 构造复杂,储集空间和渗流空间具有裂缝、孔隙、溶孔等多重介质特点。编制开发方案时需对油气藏地质构造、断层和裂缝分布规律、储集空间的有效性等进行综合分析研究。

② 测井、地震响应特征与砂岩孔隙型储层有很大差异,需要研究适合本地区该类型储层的测井系列、测井解释方法、储层描述、反演方法等,建立精确的地质模型。

③ 黑油、挥发油、凝析气、湿气、天然气等五种流体的相态特征及它们在试油、开采过程中表现出的特点是:在储层内,黑油和挥发油存在的原始状态均为液态,当地层压力降到泡点压力以下时,天然气就会从原油中析出,形成油气两相。挥发油亦称近临界油,其二次采油机理与黑油相同,用于黑油提高采收率的开采技术几乎都可用于开采挥发油。在原始地层条件下,凝析气为气态,当地层压力降到露点压力以下时,凝析油从凝析气中析出,形成油气两相。湿气与凝析气不同的是,在地层条件下始终是气相,地层压力下降时无凝析油析出,只有在分离器条件下才会析出凝析油。干气实际上是纯甲烷,无论在地层内还是分离器条件下,始终呈单一的气相。

④ 挥发油藏和凝析气藏的开发需采取合理的方式保持压力在泡点(露点)压力以上,才能保证有较高的原油采收率。当凝析气藏的地层压力低于上露点压力时,产生反凝析现象,凝析油滞留在储层岩石表面难以采出,降低凝析油采收率。凝析气藏采用保持压力开发还是衰竭开发,视具体需要和经济效益而定,当挥发油藏压力低于泡点压力时,油气比大大升高,原油收缩,会大大降低采收率。因此,挥发油藏必须立足保持压力开发。

⑤ 挥发油藏和凝析气藏开发经济效益与提高凝析油和轻烃的回收密切相联。因此,必须地面与地下结合,建立上下游一体化的数值模拟技术,优化系统参数,可以极大地提高原油采收率。

⑥ 针对相态变化现象,必须研究油气体系在高温高压下,尤其是多孔介质地层中的相态变化特征,在开发过程中,配套油气取样和相态跟踪分析实验技术。

⑦ 凝析油气体系在地层中的渗流是一种复杂的带传质交换的物理化学渗流,这是当前渗流力学研究中的重点课题。因此,必须进行相态和物化渗流的物理模拟,并与数值模拟相结合,建立相应的相态计算和油气藏数值模拟应用软件。

⑧ 挥发油藏、凝析气藏在开发过程中伴随着相态变化。因此,黑油物质平衡方程、垂向渗流计算方法以及常用的油藏工程分析方法试井分析方法均不适用于挥发油藏和凝析气藏。

⑨ 挥发油藏、凝析气藏埋藏较深,多为低渗透或双重介质储层,更易受到伤害。因此,油气层保护显得更为重要。

⑩ 油气比比较高,在一定温度和压力下天然气遇水易形成冰雪状的水合物,影响油气井的正常开采和油气集输。因此,必须研究防水合物技术。常用的方法有两种:一种是降压升温

法,使之分别低于和高于水合物生成的压力和温度;另一种是加入乙二醇抑制剂防止水合物的生成。

3.2 挥发油藏和凝析气藏开发工程

挥发油、凝析气在国内外分布均很广泛。我国东部的吉林、辽河、大港、华北、中原、渤海湾,西部的塔里木、吐哈、准噶尔、塔西南和青海地区都有丰富的此类油气资源,且往往叠置分布。我国海上也发现了渤海锦州 20-2 带底油的凝析气田、东海平湖凝析气田、南海西部的涠 10-3 南断块。

在挥发油藏、凝析气藏(特别是凝析气藏)的开发技术方面,美国、前苏联等国家自 20 世纪 70 年代就有许多成功的先例,具有较成熟的开发经验。国内开发此种复杂类型油气藏起步较晚,油气田规模较小,开发方式较单一,多采用枯竭式开发,少数挥发油藏采用了注水开发,采收率均较低,一般在 8%~25%。20 世纪 90 年代以来,我国在复杂类型油气藏的地质研究和油藏工程研究方面取得了重大进展,且研究手段和方法不比国外落后,主要是缺乏开发经验。大港油田大张坨凝析气藏、新疆的柯克亚凝析气藏循环注气保持压力开采获得了成功,积累了一些宝贵的经验。

3.2.1 油藏工程

3.2.1.1 裂缝描述及储层预测技术

裂缝是潜山碳酸盐岩油气藏最主要的储集空间和渗流通道。因此通过先进可靠的技术方法搞清裂缝分布规律并采取各种方法对储层进行了综合评价和预测,是科学合理地进行井位部署、井网井距设计、开发预测的前提。

国内外采取的手段主要包括定向取心、岩心描述、构造应力分析、地震解释、观察露头、FUI 成像测井、核磁共振测井等。

美国雪佛龙公司石油技术研究中心利用 Rangely 油田油层有露头剖面的优势,通过观察,丈量裂缝的平均宽度、高度、长度和裂缝间距等,结合岩心观察、地震、测井资料,建立起了各项参数与地震、测井响应特征之间的关系,对有效储层进行预测。他们用自己编制的 Edge 三维地震资料处理软件,可从水平切片上识别 3000m 井深,5m 宽的裂缝发育带,并可较清楚地显示裂缝的方位、密集程度、裂缝带的宽度和长度等。

国内研究裂缝的方法与国外大同小异,常用的有:曲率变化法和有限元方法进行构造应力场分析,预测裂缝分布规律;用成像测井和核磁共振测井,结合常规测井对裂缝、孔隙等参数进行综合判识和解释;用 Seislog 等软件对储层进行地震反演预测。

3.2.1.2 相态实验、模拟技术

相态研究和气液相平衡计算是挥发油田、凝析气田开发和油气加工的重要理论基础,是开发好此类油气田的关键所在。中国石油勘探开发研究院、石油大学、华北油田和中原油田等在相态研究方面均进行了深入细致的研究,并取得了系列研究成果,引进消化并自行研制了适合大、中、小型计算机的相态软件包和数值模拟组分模型软件。在双重介质油气藏数模方面,以往国内外均考虑多孔介质的影响,将岩石多孔介质界面性质与流体相态性质结合,建立双重介质模型。美国雪佛龙公司采用单一介质等效双重介质建模进行数值模拟,取得了成功。这种方

法可大大减少数值模拟计算时间,所需内存也大大减少,是双重介质建模的重大改进。

同时,国内外研究部门十分重视油气 PVT 取样测试以及试井分析工作。

PVT 取样一般在地面取的油、气样品,在室内按油气比配样,模拟地层温度、压力进行高压物性实验,得到表述储层流体的各项物、化参数。

油气取样技术为油气藏资源计算、开发方案编制、开采方式优化、油气产能设计、增产措施制定等提供了必要的参数。

3.2.1.3 主要开发技术策略

(1) 开发方式

挥发油藏、凝析气藏的一次采收率均较低,单从提高采收率的角度出发,都应采取保持地层压力在饱和(露点)压力以上的开发方式开采。但考虑到经济效益的问题,应根据具体油气田的资源量、地饱(地露)压差、产能、地理环境、天然气去向、水资源条件等综合分析,经过严格经济评价后确定。

① 挥发油藏

挥发油藏枯竭式开采的采收率一般为 8%~25%。保持地层压力开采的方式主要有回注干气、注水、交替注水注气、注氮气和烃类混相驱等。注气和注水的采收率一般可达到 40%~66%。一般认为注气比注水效果好,而交替注水注气效果又明显好于注气(可以克服气窜)。效果最好的是烃类混相驱油法,采收率一般大于 70%,最高达 90%。

受其非均质特性的影响,相同注入条件下碳酸盐岩油藏易产生水窜或者气窜,采收率一般低于砂岩油藏,且这类油藏混相驱的采收率不一定比注水开发高。因此,有天然裂缝的挥发油藏一般情况下宜采用注水的方式。

注气开发的关键问题是注入气在相应的油藏压力条件下能够与油达成混相,才能取得更好的效果。如雪佛龙公司在怀俄明州开发的 Painter 和 East Painter 两个油田,油藏特性一致,只是埋深不同,地层压力相差 577psi。在注氮气开发过程中,Painter 油田由于地层压力低,未形成混相驱,预计最终采收率只有 28%,而 East Painter 油田由于地层压力高,形成了混相驱,最终采收率可达 56%。另外,美国的 Dolpin 和 Fordoche 油田均采用注氮气实现了混相驱。预计最终采收率在 51%以上,福多契油田采用 70% 甲烷 + 30% 氮气混相驱,预计最终采收率 54.5%,而注干气的肖茨克利克油田,由于不是混相驱,预计最终采收率仅 30%。

注水开发的关键是油层压力下的油水流量比。挥发油藏的原油地下黏度一般都小于 $1\text{mPa}\cdot\text{s}$,油水流量比小,与黑油油藏相比,注水的体积波及系数高,是注水开发的有利条件。美国的贾伊-小埃斯卡姆比溪碳酸盐岩挥发油藏是 20 世纪 70 年代成功地地进行注水开发的典型实例。该油田油层条件下油水流量比仅 0.18,一次采油阶段(约 4 年)采出程度 17%,地层压力由 55.2MPa 降到了 34.5MPa(饱和压力为 19.89MPa)。二次采油阶段采用 3:1 行列井网注水开发,地层压力回升到 40.4MPa,预计二次采油最终采收率 48%。三次采油阶段采用氮气和 water 交替注入的混相气驱方式,预计最终采收率可达 58%。英国北海的布伦特(Brent)砂岩挥发油藏,油水流量比 0.6,储层极不均质,水深 140m,采用低部位注入海水的方式,注水开发的采收率 56%,混相气驱采收率可达 70%。

另外,需要说明的是,挥发油藏人工补充能量的时机及压力保持水平应视其地饱压差和油田具体情况而定。对于地饱压差较小的挥发油藏,宜采用早期保持地层压力的方式,而对于地饱压差较大的挥发油藏,保持压力可开始于衰竭开采的任一阶段。

② 凝析气藏

凝析气藏的开发同时要考虑天然气的采收率和凝析油的采收率,若凝析气藏底部带有黑油油环,还要同时考虑黑油的采收率。采用衰竭式开发时,凝析气藏中气体的采收率一般为70%~95%,而凝析油的采收率只有20%~50%,且凝析油含量越高,其采收率就越低。因此,凝析气藏开发的关键是尽可能地提高极具价值的凝析油的采收率。

凝析气藏保持压力的方式主要有回注干气、注氮气以及交替注水注气。回注干气可实现微观混相驱,将湿气驱替到生产井中,从而提高凝析油的采收率。存在的问题主要是易造成气窜,且天然气不能得到利用或销售。注氮气可使天然气得到利用或出售,但缺点是要添置大型的制氮、注氮和脱氮设备,且在地层中不能形成混相驱,采收率不如混相驱高。国内外专家们已经突破了“气藏不能注水”的禁区,认为对于层状、均质、倾角较大的凝析气藏采取气水交替注入方式要比连续注气好,有利于抑制干气沿高渗透带的窜进,可提高凝析油采收率10%~20%。

国外凝析气藏的开发始于20世纪30年代。美国最初采用回注全部干气的方式保持地层压力。20世纪70年代后,由于气价贵、气源紧张,美国开始寻找 CO_2 、 N_2 等非烃类气体作为注入气源,并在制 N_2 、注 N_2 和脱 N_2 方面实现了工业化生产,收到了较好的开发效益。前苏联油气资源丰富,但由于凝析油含量低($100 \sim 150\text{g}/\text{m}^3$),大部分采用衰竭式开发,20世纪70~80年代后,发现大型的凝析气田,便实行循环注气开发,如卡拉恰纳斯克凝析气田和乌克兰的卡捷列夫凝析气田等。我国20世纪90年代以来,在这方面也实现了零的突破。

大港的大张坨凝析气田和新疆的柯克亚凝析气田,凝析油含量均较高,分别为 $630\text{g}/\text{cm}^3$ 和 $536\text{g}/\text{cm}^3$ 。开发过程中十分注重凝析油采收率的提高,并分别于1995年元月和1994年9月开始实施循环注气。数值模拟表明,枯竭式开发条件下两气田的凝析油采收率分别为30%和20.5%,而注气开发的采收率可提高到60%和31%。

我国海上投入开发的凝析气田有渤海的锦州20-2和东海的平湖凝析气田。锦州20-2凝析气藏是我国投产的第一个海上凝析气田,储层由沙河街组的碎屑碳酸盐岩、中生界的火山岩及元古界的花岗岩组成,埋深2100~2400m,压力系数1.6,温度97℃,属异常高压高温系统。带底油和底水的凝析气藏,包括南高点、中高点 and 北高点,其含气面积 14.4km^2 ,天然气储量 $(110 \sim 135) \times 10^8\text{m}^3$ 。自1992年投产,采用天然能量开发,设计年产气 $5 \times 10^8\text{m}^3$,年产凝析油 $10 \times 10^4\text{t}$,稳产20年。据数值模拟预测,开采期天然气采收率可达80%以上,凝析油采收率20%左右。

东海平湖油气田是我国投产的第二个海上凝析气藏,开发目的是向上海供气,是一个砂岩层状凝析油含量中等的凝析气藏。天然气储量 $108.2 \times 10^8\text{m}^3$,凝析油储量 $177.5 \times 10^4\text{t}$ 。自1995年投入开发,采用天然能量自喷开采,设计日产气 $137 \times 10^4\text{m}^3$,年产气 $4.86 \times 10^8\text{m}^3$,采气速度5%~6%,稳产供气16年,稳产期内天然气和凝析油采出程度分别达61.2%、51.1%。

(2) 井位部署及井网井距

挥发油藏、凝析气藏开发井距应比常规黑油油藏大,尤其是凝析气藏更大。国外凝析气田井距一般在400~500m。挥发油藏井距一般在300~400m。

在布井方式上,对于象埕北30这样有裂缝的挥发油藏,注水井宜布在构造低部位,采油井宜布在高部位,注采井连线应与裂缝方向斜交成一合理的角度。

钻井轨迹的设计应视油层在纵、横向的空间分布状态而定。国外近年来重点强调打水平井、多枝井以及智能井,且发展速度非常快,已成为一种常规开发技术,并成为提高采收率、增

加单井产量、降低成本的一种主要手段。如德士古公司在丹麦的 DAN 石灰岩油田,除早期打了几口直井外,主要为水平井。水平井是直井产量的 5~7 倍。Painter 砂岩挥发油藏水平井比直井产量提高了 10 倍,他们钻水平井的费用是直井的 1.5 倍,侧钻水平井大约是水平井费用的 1/3。对于含油层位比较多的层状油藏,国外主张打多枝井(或多底水平井)。国内水平井技术发展也很快,但用于海上油田,特别是裂缝型的复杂类型油气田的例子很少,仅平湖凝析气田打了一口水平井。

3.2.1.4 动态监测及开发分析技术

凝析气藏和挥发油藏开发过程中,由于地层压力、温度等变化可引起相态变化,且对开发效果影响很大。因此,动态监测显得更加重要,开发分析的内容、方法、技术也更加复杂。

早期的监测工作主要是根据温度监测资料确定井眼中出油(气)层位,后来在温度监测中增加了流量与压力的测量。到 20 世纪 70 年代,发展了用于多相流动的动态监测与分析设备,如斯仑贝谢公司推出称为“机器人服务系统”(Cyber Service Unit,简称 CSU)的实时生产测井服务系统,1980 年美国吉尔哈特公司推出 DDL(Direct Digital Logging System)系列数控生产测井系统,以及广泛应用电子压力计的多相流试井作业与解释处理平台,从而实现了现场实时操作“人机交互”的功能,并与流体随机取样分析相结合,随时可监测、分析凝析气田的生产动态(包括吸入与产出剖面动态、分层流量动态、流体在地层与油管中流动的流态与相态变化、层间窜流与漏失动态等)。并且,通过对多井同期监测资料的分析,了解油气藏的波及情况、油气层连通情况与动用情况、油气水分布与水动力活动情况等,从而为油气藏开发方案的调整(包括生产层位与开发井网的调整、加密),增产措施的设计与优化,定向井、水平井的设计等提供依据。

从发展趋势上看,由于测量过程中凝析气井流体的相态与流态变化大、流动的滑脱与滞流现象形成脉冲流动与井筒积液造成动态监测的质量较差、干扰较大等原因,采用单一的监测方法难以取得准确的数据。国外各石油公司都在积极发展可以同时进行多种测量的组合动态监测装置。虽然各自的研制方向不同,但大多数组合动态监测设备包括井温仪、全井眼流量、示踪流量计、流体密度仪、生产井流体取样器、高灵敏度晶体电子压力计、套管接箍定位器、井下辅助遥测仪,以及用于深测气井工程情况的多壁井径仪、管子分析仪、电磁测厚仪、声波测井仪等,从而把生产动态监测、气井工程监测与流体随机取样三方面工作有机地结合起来。

根据凝析气藏多相流动的特点,国外各石油公司积极发展用于模拟气藏生产过程中流体在地层与井筒中流动的实验室物理模拟装置。通过实验室模拟凝析气藏的生产过程(地层—井底—井口—分离器),得出反映流体流动状态与相态变化特征的动态参数,也可以对所作用的监测仪器进行随时精度校正,并制作相应的解释图版。从发展趋势上讲,现代流体力学与计算机技术的结合,可随时对地层与井筒中流体的流态与相平衡状况进行模糊识别,主控计算机可随时对监测仪器进行无偏修正并对监测结果进行整理分析。我国自 20 世纪 80 年代末至 90 年代,各油气田陆续引进了国外的先进技术与设备,如美国的哈里伯顿 DDL 系列数组合生产测井仪与期仑贝谢的 CSU 实时生产测井仪以及重复式地层测试仪、江斯顿地层测试仪等。中原油田通过引进先进技术,利用 DDL 生产测井仪搞清了气井气剖面的供气状况与多层合采时层间的关系;利用重复式地层测试搞清了气层压力分布、纵横向连通性与层间的关系;利用江斯顿地层测试分段对目的层的压力、温度与产量进行了直接测量,从而为文 23 凝析气田开发方案的调整及采用适当的增产措施提供了可靠的依据,使投球压裂获得了近 100% 的成功。

新疆柯克亚凝析气田采用定期流体取样分析与压力监测分析,认识到地层循环注气的效果将比数值模拟预期效果还要好,同时认识到地层凝析油含量下降速度缓慢。但是,与国外先进水平相比,我国凝析气田的开采动态监测与分析技术还有一些差距,具体表现如下。

① 对多相流生产剖面的动态监测与分析手段严重落后。动态监测目前采用常规油井的监测设备,不能对油气进行两相流的生产动态分析,同时对凝析气藏与油环的开采动态(包括流体饱和度的分布、油环与气顶的油气界面变化与气窜情况、多层合采时层间窜流等情况)不能监测和作生产动态分析。

② 国内流体取样多采用地面分离器分别取油样与气样,然后根据生产气油比组合配样。对于近临界状态的油气藏,地层、井底存在两相流动,加上井筒内流体与相态的复杂变化,从地面取样品代表性较差,配样采用的生产气油比反映不了地下情况,而井底取样由于取样器只能下到井底故很难取得反映地层原始特征的流体。

③ 我国凝析气藏循环注气开采刚刚起步,对注气剖面的吸入、注气前缘的推进、注气的波及、注入气在地层中的相态变化以及由此产生的凝析油反蒸发等情况都因没有进行监测而缺乏了解。

为此,一些专家提出了引进和学习国外相关的现代监测与分析技术,如:

(1) 多相流动态生产测井组合成套技术,重点包括用于进行准确计量的多相流流量计以及对监测结果进行分析的计算机软件模型。

(2) 多相流试井与解释技术。为了克服传统试井解释模型中由于无限大均质地层和单相流动假设所造成的限制,为适应流体相变、流态多变的特点,需要调整井的工作制度及测试方法,发展新的理论模型与计算机解释软件。

(3) 流体随机取样与快速分析技术。根据初步调研,国外公司已有成型的仪器设备用于取得射孔层段内的流体测试。根据我国近临界油气藏的流体相态变化特点,在引进国外先进技术的基础上,重点发展一种微型化的、可以组合的动态监测设备中也可以单独使用的井下地层流体取样仪器。与此同时,发展方便于现场应用的、可简化分析项目的流体性质分析设备。

(4) 地层多相流相变实验室物理模拟与计算机仿真技术。为了提高循环注气过程中凝析气藏开采动态监测与解释的准确度,必须根据生产需要,发展对循环注气过程中地层流体相变过程、地层凝析油反蒸发过程、地层流体与井筒流体的流态变化过程的实验室物理模拟技术。同时,为了弥补物理实验条件的限制,还应当发展相应的数值模型与计算机仿真技术。

3.2.2 采油(气)工程

3.2.2.1 水平井钻井及完井技术

水平井、侧钻水平井在国内外均已得到广泛应用。国外在水平井、多枝水平井以及侧钻多枝水平井完井方面已形成较为成型的技术。美国 Baker 公司研制开发的“CMU”型滑套开关,广泛应用于水平井的分段开采,德士古公司和雪佛龙公司在现场已大量推广应用。该滑套开关用铬钼合金钢材,特制密封材料耐温 375°F,承受最大压差 15000psi,可用钢丝绳或专用工具进行控制开关,可重复使用开关 50 次。它能同时下入 4 级,每级都可根据需要随时开关。

此外,美国近来攻关研制了“智能井”钻井、完井技术,“智能井”指的是多枝井加井下感应自动控制阀的钻井、完井技术。此种全自动井下工具已由哈里伯顿公司生产,其安装、控制、作

业一次完成,不需修井。地面可自动控制任一分枝、任一井段,大小可任意调节。

3.2.2.2 完井工艺技术

对于砂岩挥发油藏、凝析气藏,其完井工艺与黑油油藏无大的差异。英国北海采用的完井方法有:

(1)套管固井射孔完井

主要用于地层胶结疏松、分层开采的油井。

(2)割缝筛管完井

主要用于不出砂或出砂较少且砂子粒度较大的地层。在钻开油层前下入套管,注水泥固井,然后用 $8\frac{1}{2}$ in 的钻头采用与油层配伍的钻井液以平衡或欠平衡钻开油层,在油层部位悬挂割缝筛管完井。这种方法有利于保护油层,获得高产。

(3)悬挂滤砂管防砂完井

主要用于出砂油井,其施工工艺与割缝筛管基本相同。北海油田为了延长滤砂管的寿命,采用了一种新型滤砂管,该滤砂管由中心管、绕丝管、编织网、防护网等多层组成,强度高,渗透率均匀,不易堵塞。

(4)裸眼砾石充填防砂完井

用于出砂油井,施工方法是下完滤砂管后,在滤砂管和井壁之间充填砾石以提高防砂效果。北海油田水平井均用此方法,水平井段 500 ~ 800m,最长达 1200m,充填时间为 5 ~ 10h。

埕北 30 块为非均质性极强的碳酸盐岩、片麻岩地层,不宜采用套管固井射孔完井方式,应尽可能地保持裸眼生产。若地层存在坍塌现象,可采用割缝筛管完井。

3.2.2.3 采油方式

凝析气藏和挥发油藏由于地层压力系数一般比黑油油藏高,流体性质又好,油气井自喷能力均较强。因此,初期很长一段时间内一般采用自喷生产。挥发油藏开发后期可选择合适的机械采油方式提高产液量,或降低井口压力使油井继续维持自喷生产,也可采用气举方式保持自喷生产。凝析气井一般应立足于自喷生产,但小规模凝析气田(如埕北古 5、胜海古 3)一般采用衰竭式开采。随地层压力下降,凝析油在地层中析出,出现气液两相流。另外,有边底水的凝析气藏开采不当还会造成气井出水。凝析油和地层水均可在井底聚集,使气井产量降低自喷能力下降甚至停喷。为了使气井保持正常生产,必须采用助喷排液工艺。

(1)优选管柱法

在相同条件下,小直径的油管具有较大的举升能力。因此,开发后期,可调整自喷管柱直径,下入较小直径的油管,使油管和气层的工作重新建立协调关系,延长自喷期。一般情况下,气井的管柱直径应比油井小,一般采用 $1\frac{1}{2}$ ~ 2in 的油管生产。

(2)泡沫助排工艺

由井口注入泡沫助采剂(表面活性剂和高分子聚合物),使气液两相介质在流动过程中高度泡沫化,同时起到分散液相、减阻、洗井的作用,恢复或提高气井自喷能力。

(3)气举助排工艺

即井内气举阀,从地面将高压天然气注入停喷的井中,利用气体能量举升井筒积液,使井恢复生产能力。可采用连续气举间歇气举或活塞气举。

活塞气举是间歇气举的一种特殊形式,活塞在举升气和采出液之间形成一个机械界面,依靠气井原有的气体压力,以循环的方式使活塞在油管内上下移动,从而减少液体的回落,提高

间歇举升的效率。

(4) 机械排液采气工艺

可用于海上的机械排液采气工艺主要有电潜泵和射流泵。

3.2.2.4 油气井增产增注措施

由于挥发油藏、凝析气藏埋深一般较大,渗透率一般较低,生产过程中常需采取增产增注措施。对于碳酸盐岩储层来说,常用的增产增注措施有酸化和爆炸。酸化又分为基质酸化(井底压力低于地层破裂压力)和酸压裂(井底压力高于地层破裂压力),压裂又分为水力压裂和高能气体压裂,爆炸有固体炸药井筒爆炸,液体炸药层内爆炸和桩爆炸。应用较多的是各种酸化和水力压裂。

对于钻遇天然裂缝并彼此连通的井,采用常规的酸化即可见到很好的效果。在裂缝性储层中未与天然裂缝连通的井,在能准确预测天然裂缝位置和方位的前提下,实施水力压裂或酸压裂也可见到好的效果,但在地应力状况十分复杂时,这种预测往往是失败的。对于裂缝不发育的低渗孔隙型或裂缝/孔隙型储层,简单的酸化不会有明显效果,必须实施压裂措施。

我国四川地区天然气储层多为碳酸盐岩,在酸化、压裂增产方面具有十分丰富的经验和较成熟的施工工艺。

美国的贾伊一小埃斯卡姆比溪挥发油藏是一个深层碳酸盐岩油藏。开采初期只打开部分油层,即可完成额定产量。二次采油阶段,针对含水上升,为了增产增注,先对每口注水井射开全部油层分层同注,并分三段进行酸化压裂,使各井段间形成连通的纵向裂缝,提高纵向驱油效率。注水井处理后,马上对油井及时射开全部油层,对渗透率较低(低于 $15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 的井段进行酸化,但不压裂,同时达到控水、增产的目的。

3.3 挥发油藏和凝析气藏地面(海工)工程

凝析气、挥发油藏的开发除了要注入合适的介质保持油层压力开发外,还涉及高温高压以及轻烃回收等问题。因此,其油气集输、处理、污水排放、注水等工艺流程和设备的设计与选择十分重要。

3.3.1 油气集输及处理

国外规模较大的陆上凝析气田和挥发油田一般采用二级布站的油气集输流,即一级为计量站,二级为集中处理站(厂)。在井口至各站之间,为防止管道中形成水合物,一般采用井口加热和加醇类防冻剂的办法。如雪佛龙公司所属的 Painter 油田单井集输管道采用了井口加热方式,而德士古所属的北海一些油田采用的加乙二醇的方式。对于规模小,开发短的油气田,大多采用矿场处理,在矿场安装轻烃回收装置。

海上油气田可采用平台处理、油气分输或油气混输、陆上处理的方式。

另外,为了提高凝析油(轻烃)的回收率,一般采用多级分离(2~4级)工艺流程,也有的在一级分离器之后加稳定器,分离的级数取决于开采方式、地面流体的组成和 PVT 特性、生产设施地理位置以及井口环境、温度等,原则是选择回收率高、经济效益好的方案。

如英国北海的布伦特挥发油田的油气处理流程设置在平台上,采用了四级分离器,分离压力依次为 600psi、370psi、70psi、20psi。图 3-1 所示。

美国 Painter 油田采用三级分离,分离压力依次为 6.0MPa、0.34MPa 和 0.08MPa。

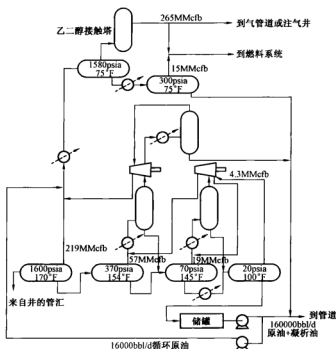


图 3-1 布伦特油田平台上的生产流程图

国外把回收的凝析油稳定作为油气处理的最后一级分离,大部分采用油罐气回收的方式进行稳定,但他们很重视回收系统运转的可靠性,因为即使是正常停机,除了造成经济损失外,还会因“油蒸汽”中挟带重组分多,且气量大,会造成设备及地面被“油雾”污染。

我国渤海的锦州 20-2 凝析油田水深 13~19m,其油气集输方式采用了海上平台群(生产平台 4 座、动力—生活平台 1 座、压缩机平台 1 座),58.6km 双相流长输海底管线与陆地终端配套(包括气体处理厂、葫芦岛化肥厂、葫芦岛炼油厂和兴城甲醇厂)的大型工程,图 3-2 所示。

该凝析气田生产的天然气和凝析油经气体处理后,得到甲烷、乙烷、丙烷、丁烷和轻质油共 5 种产品。甲烷、乙烷供给葫芦岛化肥厂(年产 36×10^4 t 合成氨, 52×10^4 t 尿素)和兴城甲醇厂(年产 2×10^4 t 甲醇),丙烷、丁烷被制成液化石油气出售,轻质油输给葫芦岛炼油五厂。

我国东海的平湖油气田(同时开采上部的花港组油藏和下部的平湖组凝析气藏)整体开发方案设计时,考虑了 6 种不同的工程方案,最终选择了“海上综合平台—海底油、气分输管线—陆上油气处理厂”的方案。生产的天然气和原油在平台上进行脱水和油气分离稳定处理,天然气经 14in 海底管道、原油和凝析油经 10in 海底输油管道分输上岸。

海上平台的油气分离采用了 4 级分离器,平湖油气田的详细方案见第七章。

3.3.2 天然气处理

凝析气井、挥发油井产出的天然气,经矿场几级分离器分离后,只回收了 C_4^+ 重组分,得到的是凝析油。剩余的气体中,还含有许多 $C_1 \sim C_4$ 以及少量 C_4^+ 重组分,另外还含有 N_2 、 CO_2 、 H_2S 等组分,还需做进一步的处理。处理的目的是进一步回收 $C_2 \sim C_4$ 轻质组分,得到乙

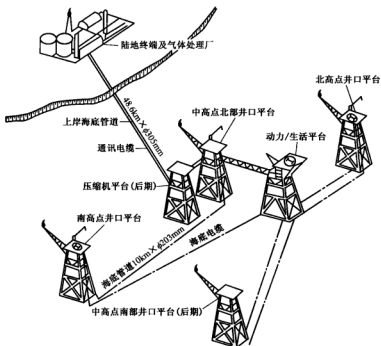


图 3-2 JZ20-2 凝析气田开发工程示意图

烷、丙烷、丁烷以及天然汽油等,常用的方法有压缩制冷和膨胀制冷吸收工艺;二是除去气体中有害的酸性物质(CO_2 、 H_2S),可用的方法有化学溶剂法、物理溶剂法、化学—物理溶剂法和直接氧化法。而国内外用的最广泛的是化学溶剂法,采用烷醇胺碱液吸收的方法。

3.3.3 注水及采出水排放

对于海上挥发油藏来说,注水仍是一种比较经济可行的保持压力方法,国外海上油田一般选择注海水。考虑环境保护问题,对采出水均按标准处理,对采出水的处理非常讲究经济效益。如北海油田(包括布伦特挥发油藏)均采用注海水的方式保持地层压力,采出的污水经处理后排入大海。Painter 油田(陆上)采用注气和注水交替的方式保持压力,采出的污水经处理后注入地下适当位置,但未注入油藏。

第四章 挥发油藏开发方式

4.1 挥发油藏流体特性

4.1.1 组分特点

挥发油藏的流体中含有大量的乙烷到癸烷,与典型黑油和凝析气的组分相比,典型挥发油中的 $C_2 \sim C_6$ 含量要高得多,而 C_1 和 C_7 组分含量在黑油与凝析气之间(表 4-1)。图 4-1 是黑油、挥发油和凝析气藏流体组分图,可以看出黑油集中于左下角,凝析气集中在顶角处,而挥发油处于黑油与凝析气之间,图中的虚线表示 11% (摩尔)的 C_7+ ,似乎该线是挥发油与凝析气区的分界线。

表 4-1 典型黑油、挥发油、凝析气藏流体组分对比

组分	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7+	总计
流体	% (摩尔)	% (摩尔)	% (摩尔)	% (摩尔)	% (摩尔)	% (摩尔)	% (摩尔)	% (摩尔)
典型黑油	48.83	2.75	1.93	1.60	1.15	1.59	42.15	100
典型挥发油	64.36	7.52	4.27	4.12	2.97	1.38	14.91	100
典型凝析气	87.07	4.39	2.29	1.74	0.83	0.60	3.80	100

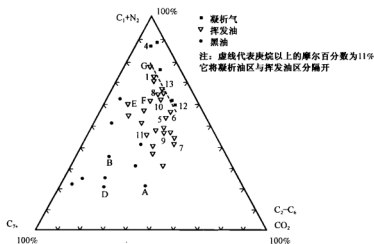


图 4-1 油气藏类型三角相图

4.1.2 PVT 特性

挥发油的 PVT 特性对油藏动态和采收率影响很大,挥发油在油藏中处于临界点附近,油藏温度一般稍低于临界温度。在这种油藏条件下,油藏流体的特性像液相体系,但当温度高于临界温度时,流体特性可能像气相体系;当油藏压力高于泡点压力,油藏流体是一种未饱和油,其产液经地面分离器后生产油气比为常数。但当压力下降到泡点压力时,气开始从储层油中释放出,而压力低于泡点压力时,储层油体积收缩极快。图 4-2 给出了某一典型挥发油藏的流体特性(组分为 72.4% 甲烷、15% 乙烷到己烷、12.6% 庚烷以上)。

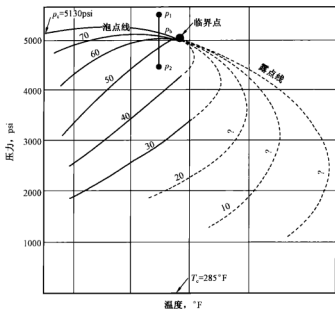


图 4-2 挥发油 PVT 特性

4.1.3 挥发油体积收缩特点

当压力由泡点压力稍下降一些,挥发油藏流体体积会显著收缩,这是高挥发油的一个特性。这个特性在开发挥发油藏时应特别重视。图 4-3 是挥发油与黑油的体积收缩特性对比,黑油体系在泡点压力以下的压力范围其收缩率与压降近似于正比关系,图中标 B_0 是典型的黑油收缩特性,几乎是一条直线;而挥发油的收缩率变化很大,图中标 V_0 的曲线类型可代表挥发油收缩特性曲线,E、F、G 是挥发性逐渐增高的三种挥发油,其组分关系见图 4-3 所示。曲线 A、C、D 与挥发油收缩特性刚好相反,这几种流体在图 4-3 中均处于黑油区,地面原油相对密度在 0.850 ~ 0.802 范围内,所含中间烃与甲烷的比例稍高,由于其中间成分的蒸发在低压下成倍增加,其体积收缩要比黑油收缩延迟。

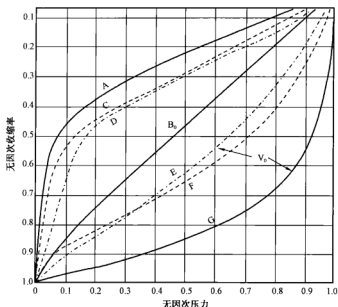


图 4-3 挥发油体积的收缩特性

4.2 挥发油藏开发特点

4.2.1 挥发油藏一般开发特点

挥发油藏一次采油多为弹性驱和溶解气驱,其开发特点为井距大。在衰竭式开采过程中,储层内气、液两相的组分随压力的变化而变化。产液经过地面分离器分离之后得到一定数量的挥发油之外,还可以从气相中回收大量的轻质油,其体积可能与分离器获得的油量相等,甚至超过它。因为在油藏降压过程中,挥发油中有相当大量的液相的中间烃转变为气相状态,到地面通过分离器可以把这部分气相中的中间烃再转变为液相回收。原油的挥发性越高(原油中的中间烃组分含量高),从气相中回收的液相占总液体产量的比例就越大。

由于挥发油在开采过程中具有地层压力降低到低于饱和压力时,原油急剧收缩脱气和开采过程中的组分变化的特点,开采挥发油藏(尤其是高挥发性油藏)时,必须坚持早期保持压力,使之不低于饱和压力。挥发油藏的二次采油(指注水、注气)机理与黑油相同,而三次采油(指化学驱、烃类混相驱)的机理也基本上是相同的。只是考虑到挥发油藏埋藏较深,地层温度较高,地层含水矿化度较高(总溶解固体在 15% 以上),因此,一般认为不宜采用化学驱。然而,由于挥发油中轻烃组分含量高有利于较快形成混相,因而采用烃类混相驱(包括注混相段塞法,注富气法和高压注气法)开采挥发油藏的开发效果将会更好。挥发油藏的热力采油法的机理与黑油油藏有所不同,挥发油藏注蒸汽的蒸馏作用是主要的。因为当蒸汽前缘向前推进时,挥发油中的蒸馏组分汽化,直到馏分冷却和凝析时为止。凝析液和冷油接触,可以起到稀释剂的作用。当这一过程持续进行时,在油层内便形成一个富含可蒸馏组分的原油聚集带。由于原油富集和持续蒸馏作用的结果,在蒸汽波及的地层部分形成很低的残余油饱和度,使轻质油的采收率大为提高。

从上述情况看来,黑油油藏所采用的开采方法几乎都可应用于挥发油藏。从国外各个挥发油油田开发的历史看,应用最多的是注天然气,如福多契、斯塔夫约德、埃尔克岗、埃尔克盆地、皮克顿、肖茨克利克等油田。为了克服气窜,提高注气效果,又在注气的基础上发展了交替注水注气方法,如贾伊油田。注水(如埃尔克岗油田的主要油藏斯蒂汶,布伦特油田等)和烃类混相驱油方法均得到了很好的开发效果。

注高压天然气是深部高压挥发油藏非常有前途的提高采收率的处理方法。以天然气混相或接近混相驱替挥发油,可达到极好的微观驱扫效率。但是,可供使用的天然气往往数量不足。为此,提出了天然气与氮气交替注入的做法。由于制氮不受地点的限制,且成本相对低。然而,氮—挥发油特性的相态和天然气—挥发油特性差异很大。例如,氮与挥发油形成混相时的压力要比天然气与挥发油混相高得多。因此,提出了交替注氮的方法。

4.2.2 低渗透挥发油藏开发特点

① 低渗透挥发油藏受流体 PVT 特性的影响比受相对渗透率效应的影响大。

② 低渗透挥发油藏衰竭式生产的特点为:初期,油层压力高于饱和压力,气油比稳定、产油量稳定;当油藏压力降到饱和压力以下时,会造成原油急剧收缩(大约为 5%~20%)而脱气,此时油层内气饱和度增加,而气油比持续升高,迅速地消耗地层能量,此类油藏低于饱和压力的生产动态与溶解气驱相似。随着压力进一步下降,油藏动态和油井生产特征接近于凝析气藏。

③ 在低渗透挥发油藏衰竭开采时,其组分随着开采过程而变化。

④ 低渗透挥发油藏井物流经过地面分离器后,除了得到相当数量的挥发油之外,还可以从气相中回收大量的液体,其体积可能与分离器获得的油量相等,甚至更高。

⑤ 从表面上看,在地层条件下挥发油的高气体饱和度与低黏度似乎应该保证低渗透挥发油藏在溶解气驱下能达到比较好的开发效果。然而水动力学计算结果却证明恰好相反,溶解气驱的效果明显很低。因为当压力稍有降低时大量气体就从挥发油中分离出来,油层中迅速出现临界气体饱和度,油井很快大量出气并停止出油。为了提高石油采收率,对于黑油油田常建议实施原油部分脱气开采。而对于低渗透挥发油油田使用这种方式很难取得良好效果,因为脱气过程实际上是很难控制的。因此,在开发低渗透挥发油油田时,必须充分利用油层的弹性驱动,而且又不能让原油脱气。

⑥ 地层条件下挥发油的黏度一般总是低于地层水或注入水的黏度,而它们的流度比大大低于 1,这对实施注水非常有利,并有助于获得高的油层面积波及系数和厚度波及系数。实验研究表明,在一定的被驱替液与驱替液流度比的条件下,某些挥发油藏在水突进到油井时的油层波及系数接近于 1,五点法布井系统在流度比小于等于 0.3 时会出现波及系数接近 1 的情况。在层状非均质地层中也有类似的结果。虽然当油层非均质程度很高,各层的渗透率差别很大,但是用黏度很大的液体驱替黏度较小的液体有利于平衡驱替前缘,因而就如同降低了油层的非均质性。不过,用黏度大的水驱替低黏性石油时,油层流动系数和油井产能随着注水过程的推进会逐渐下降。

⑦ 低渗透挥发油藏一般较深,钻井费用很高,这决定了此类油藏开发设计需采用特殊的方法。一般采用井网密度为每井 8000~12000m² 的井网,即井距大约在 900~1100m,用密井网在经济上是不合算的。必须扩大生产层系,把若干层合并为一个开发层系,使用分采分注技术等措施。这些措施可能会对石油最终采收率造成不利影响。但为了降低开发这种类型油田

的基本建设投资成本,不得不采取这些措施。

⑧ 低渗透挥发油油田适合采用稀井网。为了确保开发效果,应当考虑强化采油井网,如排状井网、五点和七点面积井网等。而且,由于水的黏度大于油的黏度,注水时最好采用每一口采油井不少于一口注水井的注采系统。当黏度差异很大时,注水井数应超过采油井数。例如,可以采用正七点注水面积井网。注气时,应采用相反的比例关系,在这种情况下反七点面积井网更有效。

⑨ 自喷采油是低渗透挥发油藏油井的主要开采方法。油藏的高气油比和无水采油期长,使得可用这种方法能采出大部分石油储量。采出剩余储量相当困难,因为在挥发油所特有的气油比情况下,电动离心泵和井下杆式泵实际上已不能发挥作用。为了延长油井自喷采油期到高油井含水率阶段,保持油藏高地层压力是必要的。也可采用气举采油,但是由于剩余油的数量不多,这一方案常常效率不高。另外,也可以完全采用自喷采油,停喷后暂时关井或转为注水井。

⑩ 低渗透挥发油藏溶解气驱的采收率一般为8%~25%。此类油藏最有效的开采方法是采用早期保持地层压力的方法进行开发,使之地层压力不低于饱和压力。保持压力的方法有:注天然气、交替注水注气方法等,后者可以克服气窜,提高注气效果,注气采收率可达到41%~66%,见表4-2。其次用得较多的是注水保持地层压力开采方法,注水采收率可达到39%~48%。近年来一些学者认为,低渗透挥发油藏开发最理想的开发方式是烃类混相驱油法,其采收率高达90%。

表4-2 低渗透挥发油藏不同开采方式下的采收率

油田/油藏	平均深度 m	平均渗透率 mD	岩性	开采方式	一次采收率 %	二次采收率 %	备 注
肖兹克立克油田第五库特非特油藏	2728	35	砂岩	注气	20	41	注入压力高于饱和压力 7MPa 边缘注气, $5.67 \times 10^5 \text{ m}^2/\text{井}$
福多契油田 W-8 油藏	4023	8.6	砂岩	注气	26	57	高压注气,强水敏性地层,油井 井距为 800m
雷来油田哈斯顿油田	3840	41	砂岩	注气	32	66	注入压力高于饱和压力 14MPa 顶部注气, $5.67 \times 10^5 \text{ m}^2/\text{井}$
贾伊一小埃斯开姆比 溪油田斯迈克弗油藏	4694	35	白云岩	注水	17	48	交错行列井网注水, $6.47 \times 10^5 \text{ m}^2/\text{井}$
布来克杰克溪油田斯 迈克弗油藏	4785	112	白云岩	注水	19	39	边缘注水, $1.29 \times 10^6 \text{ m}^2/\text{井}$

4.3 挥发油藏开发方式

如何针对挥发油藏的特性采取有效的开采方式对开发好此类油藏是非常重要的。随着科学技术的发展,对挥发油藏的认识不断加深,开采方法日臻完善,开发水平不断提高,已取得了一些具有明显经济效益的开采技术。同时,出现了一些开发效果较好的典型挥发油油田实例。

国外已建立起一套行之有效的开发挥发油藏的办法,以及适合挥发油藏提高原油采收率的方法。

一个成功的油田开发大都会经历一次采油阶段、二次采油阶段和三次采油阶段。一次采油阶段主要是利用天然能量开采,即弹性驱开采和溶解气驱开采,一般采收率为 8% ~ 25%;二次采油阶段主要是注水、注气和交替注水注气保持地层压力开采,一般采收率为 40% ~ 66%。三次采油阶段大多采用混相驱开采,一般采收率可达 70% 以上。因各油田的性质不同,所以在开采过程中所采用的开采方法也不同。

4.3.1 注天然气法

注气保持压力是常用的方法之一。注入干气有三个作用:① 将油层内的剩余油驱替到生产井;② 干气与原油接触可使液相汽化,形成富气相,提高驱替效果;③ 可部分或全部保持地层压力,使压力降低时发生的原油收缩减少到最低限度,甚至消除原油收缩现象。

在注气过程中,采出地面的原油产量不仅是借助注入气的前缘驱替采出的,而且是通过富气相的生产而获得的。注气初期,大多数丙烷、丁烷和戊烷从油相转为气相,然后部分已脱去轻馏分的油相与注入的干气接触,已烷、庚烷和辛烷等较重的中间组分将逐渐大量地变为气相,这种汽提作用将一直继续到较重组分。在挥发性油藏的高温 and 压力条件下,这些重组分是较容易挥发的。在这一汽化过程中,大量的原油组分将在比较长的时间内转变为气相。这种富气相采到地面后,可以在较低的气油比 ($1781 \sim 3562 \text{ m}^3/\text{m}^3$) 条件下获得较小相对密度的地面油。

不同的油藏地质条件,可以采用不同的注气方式。注气方式分为重力分异注气和面积注气两种。

4.3.1.1 重力分异注气

对于高渗透率和构造倾角较大的挥发油藏,重力分异注气可以获得较高的采收率。把气注入油藏顶部或已存在的气顶中,利用气体分离进行采油。有时向气顶以下井点的油中注气,由于重力作用,气随后上升到构造顶部。为了使气和油有效地分离,油层的垂向渗透率必须达到 200mD 以上。

在非混相气驱中,把气注入气顶,如能达到完全重力分异,将获得较高的原油采收率。如果不能产生分离作用(因为垂向渗透率低或者注气速度过高),则采收率接近于面积注气的采收率。重力分异注气还可用来开采“顶部油”。“顶部油”是指具有强烈天然水驱或者注水开发的油藏在其顶部留下来的原油。大量的原油可能残留在难以在构造顶部布置生产井的油藏中。这部分原油是在下倾部位注气开采的目标。注入气形成一个次生气顶,驱替原油向下流入生产井。

4.3.1.2 面积注气

如果油藏垂向渗透性较差,不能形成有效重力分离的构造条件(构造倾角小的油藏),只能采用类似于注水中的前缘驱动方式,即面积注气。注气应尽量在油藏开采早期开始,以便在注气前缘形成一个油带。

预测油藏的注气采收率已有数种油藏模型可供使用。虽然这些模型考虑了注入井网、油和气的密度及黏度、渗透率的非均质性、油气的相态特征等参数的影响,但由于这些模型复杂

以及需要计算设备,人们通常使用 Pirson 提出的手算法。图 4-4、图 4-5 给出了 Pirson 曲线。由曲线可得出:① 在极限压力一定的情况下,注气开始越早,原油采收率越高;② 注气越早,极限气油比越高;③ 在任何时间内回注天然气,都可以在某种程度上增加原油采收率。

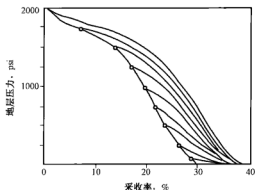


图 4-4 典型溶解气驱油藏以不同的开始注气压力进行面积注气时的压力动态

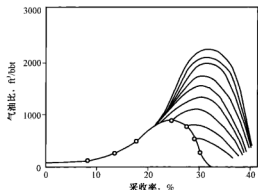


图 4-5 典型溶解气驱油藏以不同的开始注气压力进行面积注气时的气油比动态

挥发油藏注气采收率很高,如肖兹克立克(Shoats Creek)油田的注气采收率为 41%,若采用衰竭式开采则采收率不到 20%。从表 4-3 可以看出,注气采收率一般可达 40%~66% 的地质储量。根据国外开发经验,注气压力必须保持高压,若注入压力降低,则采收率明显下降。

注入气一般为天然气,通常采取循环回注干气。在油田自产干气不足的情况下,可以采用注干气段塞的方法。在段塞之后,接着注干气和氮气的混合物,据研究,其采收率接近注干气。如美国福多契(Fordoch)油田的 W-8 油藏使用部分氮气,解决了甲烷气不足的问题,氮气在 W-8 油藏的压力、温度条件下能与原油混相。该油藏的注入气比例为:70% 甲烷,30% 氮气,日注气量为 $72.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。注气保持了油藏压力和混相,使原油采收率由衰竭式开采时的 36% 提高到 57%。

表 4-3 不同开采方式的采收率

油田/油藏	发现时间 年	平均深度 m	岩性	开采方式	一次采收率 %	注气或注水采收率 %
无名油田/A 油藏	1938	2499	砂岩	衰竭式	25	
北路易斯安那州/斯迈克弗层		3048	鲕状灰岩	衰竭式	22	
肖兹克立克油田/第五库特非特层	1956	2728	砂岩	注气	20	41
福多契油田/W-8	1950	4023	砂岩	注气	36	57
雷来油田/哈斯顿层	1958	3840	砂岩	注气	32	66
比克顿油田/路迪萨层	1944	2408	鲕状灰岩	注气	19	61
贾伊油田/斯迈克弗层	1970	4694	白云岩	注水	17	51
布莱克杰克溪油田/斯迈克弗层		4785	白云岩	注水	19	39
布伦特油田/四塔福层	1971		砂岩	注水		49

4.3.2 注水保持地层压力

20 世纪 70 年代新发现的挥发油藏大都采取注水开发。挥发油藏的一些特性有利于注水开发。如油藏流体黏度低,一般挥发油的地下黏度大都小于 $1\text{mPa}\cdot\text{s}$,因此油水流动度比小,注水的体积波及系数高。贾伊—小埃斯卡姆比溪(Jay - Little Escambia Creek)油田是注水开发挥发油藏的一个典型实例。该油田于 1970 年发现,根据油藏评价,一次采油的采收率低,约为原始地质储量的 17%。对水驱、二氧化碳水驱、注天然气和水等方案进行评价和筛选,注水方案最有吸引力。注水的有利条件是流动度比小,该油田的地层原油原始黏度为 $0.18\text{mPa}\cdot\text{s}$,注水开始时在压力为 35.56MPa 和温度为 140°C 条件下,其地层油黏度为 $0.2\text{mPa}\cdot\text{s}$,这对水波及有利。1974 年 3 月开始注水,并开始进行综合监测。注采井数比为 3:1 行列注水,井网密度 2.59km^2 。实际动态证实,注水是成功的。英国布伦特(Brent)油田是一个海上油田,该油田的斯塔福特层是挥发油藏。该油藏的储层性质极不均质,油藏流体性质随深度逐渐变化,没有常规意义上的油气界面,油气柱是一单相流体,决定采取严格保持油藏压力避免油藏中相态分离,经油藏模拟研究确定在所有油层组的下倾方向注水,注入水为海水。

挥发油藏的注水采收率大约在 40% ~ 50%。贾伊—小埃斯卡姆比溪油田的一次和二次采收率可达 51% 地质储量,水驱替区的残余油饱和度为 30%。布伦特油田斯塔福特油藏模拟预测的原油采收率为 49%,由于油藏砂岩的不均质性,造成不同油层组的采收率不一样(40% ~ 56%)。在砂岩发育最好的地区,扫油效率约可达 90%。挥发油藏注水开发预测方法可采用黑油油藏的水驱预测方法。

4.3.3 交替注水注气法

20 世纪 70 年代中期国外提出了交替注水注气的方法来控制注入气的突进,改善波及效率。因为注入的水可以降低气的相对渗透率,从而降低气的流动性,因而比单纯注气要好。此外,交替注水注气还可解决注气量不足的问题。

交替注水注气时在紧靠井底的地区,基本上所有的油都将被注入的气和水的混合物驱替出来,而且水和气将是同时流动,见图 4-6 所示。在稳定状态下,这一地区的水饱和度接近于一致,此时该区的水气比等于水的流动度除以气的

流动度,即水气比 $= \left(\frac{K_{rw} \cdot \mu_g}{K_{rg} \cdot \mu_w} \right)$ 。

随着气水向前推进,重力引起气体向油藏顶部运移,而水向底部运移。结果,在油藏的顶部形成了一个只有气体流动的层段。在这一层段上,如果能够形成混相的话,气体基本上可把所有的油驱替出来,而在油藏底部则形成另外一个层段,在这一层段中,尽管还有一定的剩余油饱和度存在,但只有水是可流动的。

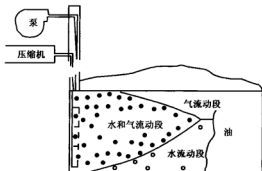


图 4-6 交替注水注气的流动带

重力分异需要经过一段时间才会出现,所以注入井附近地区的纵向波及状况是好的。这一地区的大小,主要决定于注入速度、垂向渗透率和水气的密度差。在设计交替注水注气时应力求使这一地区在注入井控制的油藏体积中占较大的比例。根据研究,交替注水注气的效果取决于很多因素,如黏滞力重力比、长度高度比、注入流体中的水气比、地层倾角、流体各种黏度和相对密度的不同比值、扩散系数,以及各种混合类型等。Pozzi 和 Blackwell 通过模拟研究后指出,对于某一特定的注入量(以含烃孔隙体积倍数计)和其他参数保持不变的条件下,交替注水注气效果是黏滞力重力比、长度高度比、注入流体中水气比等 3 个无量纲参数的函数。

4.3.3.1 黏滞力重力比对交替注水注气效果的影响

Pozzi 和 Blackwell 在研究中用下式表示黏滞力重力比:

$$\text{黏滞力重力比} = \frac{qt}{\Delta\rho \cdot K_v \cdot A (K_{rw}/\mu_w + k_{rg}/\mu_g)}$$

式中 qt ——注入的流体总流量;

$\Delta\rho$ ——水和气的密度差;

K_v ——垂向渗透率;

A ——注入井所能波及的面积;

K_{rw} ——原始含水饱和度条件下;

S_{wi} ——测得的水的相对渗透率;

K_{rg} ——气体相对渗透率;

μ_w ——水的黏度;

μ_g ——气体黏度。

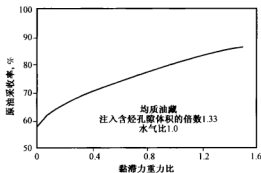


图 4-7 采收率与黏滞力重力比关系

图 4-7 表明了注入量为含烃孔隙体积的 1.33 倍时,黏滞力重力比与原油采收率的关系。

在低黏滞力重力比条件下,采收率约为原始地质储量的 60%;在高黏滞力重力比时的采收率可提高到 85%,水驱采收率为 53%。与水驱相比,增加的采收率为原始地质储量的 7%~8.2%。这些资料表明,采用交替注水注气法时,黏滞力重力比对原油采收率具有最显著的影响。水平与垂向渗透率的比值对黏滞力重力比

的影响较大,因此,垂向裂缝系统对交替注水注气的采收率有重大影响。

4.3.3.2 油层的长度高度比对交替注水注气效果的影响

表 4-4 中综述了长度高度比的计算结果。在任何一组内,其采收率的差别很小。例如在第一组中,采收率范围是 75.4%~76.5%。如果 Pozzi 和 Blackwell 所定义的黏滞力重力比保持不变,其采收率将不受各种运算中长度高度比的影响。

表 4-4 长度高度比对原油采收率的影响

组序号	模拟序号	黏滞力重力比	长度高度比	采收率(PV = 1.33)
1	4L	0.72	2.75	76.5
	4		5.50	76.2
	4H		11.00	75.4
2	6L	0.36	2.75	69.4
	6		5.50	68.1
	6H		11.00	70.3
3	13L	0.18	2.75	65.1
	13		5.50	65.4
	13H		11.00	64.9

注:水气比为 1.0,长度宽度比为 1.0。

4.3.3.3 水气比对交替注水注气效果的影响

图 4-8、图 4-9 和图 4-10 给出了三种不同水气比模拟的结果。图中表示出在水气比为 1、2 和 4 的情况下,原油采收率与注入的气体和含水烃孔隙体积倍数的函数关系。对这些曲线分析表明,在任何一个水气比条件下均可得到较高的采收率。然而,要获得给定的采收率,如水气比值较高,则需要注入更多倍数孔隙体积的水和气,特别是在高的黏滞力重力比情况下更是如此。例如,当采用的黏滞力重力比为 0.72 时,对所有三种水气比而言,都可达到 72% 的采收率(图 4-8),当水气比增加时,所需的注入倍数增加。注入高倍数的孔隙体积将导致产出大量的注入流体,并延长方案的实施期限,两者在经济上都是不利的。

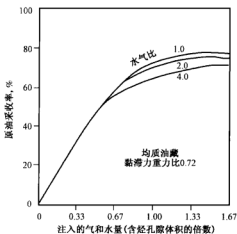


图 4-8 中等黏滞力重力比

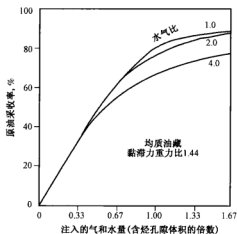


图 4-9 高黏滞力重力比

4.3.3.4 油层非均质性对交替注水注气效果的影响

(1) 页岩夹层的影响

假定在一个均质地层中有一页岩夹层,首先模拟在油层中部有一个不渗透层,上下两个油藏的注入量各为总注入量的二分之一。

在图 4-11 上,中间的一条采收率曲线是垂向渗透率为 185mD 的均质油藏。底部一条采收率曲线表示被不渗透的页岩夹层一分为二的均质油藏,在注入 1.33PV 后,减少的采收率为 5%。此结果可以从黏滞力重力比与采收率的相关关系(图 4-7)中预测出。该图表明,当黏滞力重力比为 0.36 时,采收率为 70%,当黏滞力重力比为 0.18 时,采收率为 65%,同样是相差 5%。采收率下降的物理解释是页岩位于垂向上二分之一处所造成的。如果前缘推进速度和分异速度保持不变,那么为了完成分异所需要的时间和距离两者都减少二分之一。若中间夹有垂向渗透率为 9.25mD 的薄层页岩,其采收率反而超过均质油藏的采收率。

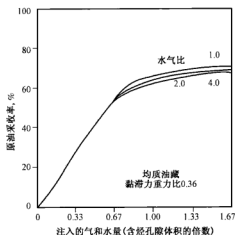


图 4-10 低黏滞力重力比

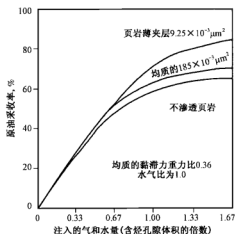


图 4-11 页岩薄夹层

如图 4-11 所示,当注入 1.33PV 后,其采收率增长 15%。这一结果的解释是注入油藏下半部的气体向上运移时受到渗透率降低层段的阻碍。因此,紧靠该夹层下部会形成气体指进。这一指进气流不断地给夹层以上的油层提供气体,导致上层全面受到混相气驱。这种驱替,再加上下部层段的正常驱替,会得到较高的采收率。

图 4-11 中的 3 条曲线表明,对于致密夹层有一个最佳的渗透率值。对致密渗透率为 18.5mD 和 0.1mD 的情况进行了模拟研究,其结果如表 4-5 所示。最理想的致密层渗透率是图 4-11 所示的 9.25mD 左右。

表 4-5 均质页岩夹层对原油采收率的影响

页岩渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	采收率(PV = 1.33) %
185.00	68.3
18.50	79.2
9.25	83.5
0.10	68.4
0.00	65.9

(2) 双油层组成的油藏

模拟由双油层组成的非均质油藏。图 4-12 给出了该油藏的采收率曲线,另有一个具有同样的算术平均渗透率的均质油藏的采收率曲线作为比较。

注入 1.33PV 时,均质油藏的采收率为 68%。当地层上部为高渗透率层段时,采收率为 62%;但当高渗透率在底部,则采收率为 77%。当上部为高渗透层段时,大部分气体都进入该层段,并通过分异作用进入油藏的顶部。所以油藏的下半部波及状况差,采收率低。当高渗透层在底部时,进入该高渗透层的大部分气体在重力作用下将向上运移,并沿着顶层向生产井“指进”。如果油层中部有页岩夹层,那么油藏上部将受到高效率的底部气驱。在这种情况下,上下层渗透率的差别则无关紧要。当高与低渗透率的比值为 3、6、9 时,注入量为 1.33 倍含烃孔隙体积的采收率分别为 75%、77% 和 78%。如果渗透率差别大到足以在高渗透层的顶部迅速产生气体指进,进一步增大渗透率差异对采收率将无明显影响。

对一个由 13 个小层组成的油藏(其中部是高渗透)进行模拟研究,这 13 个层的水平和垂向渗透率列于表 4-6。顶部小层的水平渗透率为 185mD,向下增加到中部小层的 555mD。下半部的渗透率分布正好与上半部的分布相反,如同两个层的油藏一样,其平均水平渗透率为 370mD。

对这个油藏进行模拟,在注入 1.33PV 后,其采收率与黏滞力重力比的函数关系见图 4-13。图上同时示出了具有同样算术平均渗透率的均质油藏的采收率。两条采收率曲线几乎是一样的。这一事实说明,靠近油藏中部的高渗透层段,对注水注气采收率没有明显的影响。

从以上所述可以看出,交替注水注气须保持比较高的黏滞力重力比。影响黏滞力重力比的主要参数是单井注入速度和井距。这两个变量的影响如图 4-14 和图 4-15 所示。这两个图是以图 4-13 给出的 13 个层的结果为基础(表 4-6)。图 4-14 给出了单井控制面积为 40acre 时采收率与注入量的相互关系。随着注入量由 112.9 增加到 3179.7m³/d,采收率由 70% 增加到 80%。图 4-15 给出了在注入量为 2543.8m³/d 时,采收率与井距的函数关系。在单井控制面积由 40acre 增加到 80acre 的情况下,采收率由 78% 减少到 70%。井网密度达到 20acre 时,采收率可增加到 84%。交替注水注气的设计应保持对每一口井均以最大可能的速度注入,并且选择能获得所期望的采收率值的井距。

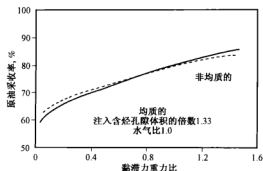


图 4-13 13 个分层的油藏

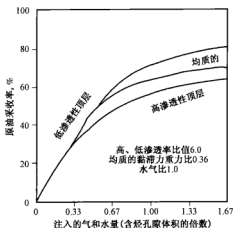


图 4-12 双分层非均质油藏

如果油层比较薄,单井注入量比较低,为了达到较高的采收率,就需要采用较密的井网。

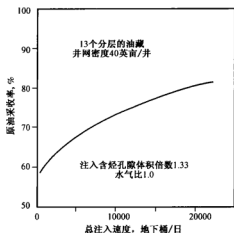


图 4-14 原油采收率是注入量的函数

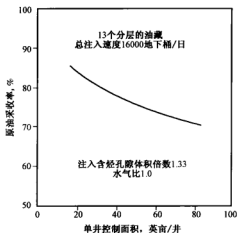


图 4-15 原油采收率是井网密度的函数

表 4-6 有 13 个分层的非均质油藏渗透率分布状况

分层号	水平渗透率, mD	垂直渗透率, mD
1	185	98
2	211	115
3	246	154
4	370	216
5	494	256
6	526	270
7	555	285
8	526	270
9	494	256
10	370	216
11	246	154
12	211	115
13	185	98
算术平均	370	

4.3.4 注氮气法

随着对天然气的需求量的日益增加及天然气的价格上涨,需要寻找一种能够代替天然气的气体。当然,最便宜、最容易得到的气体就是空气。注空气是最早使用的二次采油方法。直到现在,这一方法仍然在使用。向油层内注入空气,往往在短时间内就可增加产量,但很快就

会出现严重的操作问题。注空气引起的绝大多数问题都与空气含氧有关。注入井附近的原油容易产生自发燃烧、腐蚀、形成爆炸混合物、地层原油变质及形成乳状液等。这些问题妨碍了注空气方法应用。于是提出了应用氮气的问题。研究结果表明,氮气同样可使挥发油汽化,形成混相驱。但是,要实现混相驱,需要很高的压力。例如,怀俄明州潘托尔油田,原油的泡点压力大约是 27.58MPa,当加入 10% 的氮气后,泡点压力增加到 35.16MPa;当加入 20% 的氮气,其泡点压力增加到超过 62.05MPa;若加入 30% 氮气,其泡点压力为 68.95MPa。因此,所有混相压力低于 68.95MPa 的一次接触混相驱方法都不能使用。

虽然这些资料说明使用氮气提高采收率是很不利的,但这些试验中仅仅研究了一次接触混相驱过程。在实际油层条件下,注入的氮气必然将多次接触地层流体,当地层流体与新鲜氮气接触时,已凝析的液体就会发生汽化。为了确定地层原油多次与氮气接触时所需要的混相压力,曾用潘托尔油田的原油,在实验室内进行过试验。在注入压力为 29.51MPa 和油层温度条件下,在 17.07m 的长管模型内用氮气驱替地层原油。试验结果表明,在多次接触以后,确实获得了混相驱替,并且在大约注入 0.9PV 的氮气后,采收率为 90%。这些实验室研究结果已为油田试验所证实。在确定给定油层流体的混相压力时,注入气体的组成成分相对来说是不重要的。

利用多次接触获得的氮气和地层原油之间的混相过程,可用图 4-16 所示的三角相图表示。相图中的 3 个角,分别代表氮气 100%; C_{7+} - 100% 和中间组分 C_{1-6} - 100% 的含量。底线上的中线点是接触了由 50% C_{1-6} 和 50% 重油(或 C_{7+})组成的原油后的纯氮气。原油和氮气在某些温度和压力条件下达到平衡,平衡点 M_1 位于相封闭线的两相区内,由部分蒸汽相 G_1 和部分液相 L_1 组成。比液体(L_1)更易流动的气相(G_1)向前流动与新鲜原油接触。然后气体与原油逐渐达到平衡。为方便起见,把混合物的平衡点放在产生气相 G_2 和液相 L_2 系线上的 M_2 点上。

气相 G_1 含有大约 35% 的轻质碳氢化合物;气体 G_2 为 40%; G_3 的轻质碳氢化合物含量则为 50%。随着富气在含油砂层中向前流动,上述过程将不断重复,直到向前流动的气体与地层内的原油形成混相为止。在临界点处,气相和油相之间不存在界面,因为在临界点处,气体和液体的组成成分是相同的。在混相带前缘、驱替地层原油的效率达到 100%。

1963 年麦克耐斯(Mcniese)曾指出:原油和注入气之间形成混相所需要的压力,取决于地层体系的压力和温度,也与油层内流体的性质有关。真实混相压力则与驱替气的成分实际上无关。在获得混相之前,需要有一定的驱替距离。当驱替气中含有大量氮气时,为获得混相所需要的距离实际上是很长的。某些挥发性地层原油很容易与氮气获得混相,就像它们很容易与碳氢化合物气获得混相一样。

使用氮气也存在一些缺点。例如,注入的氮气在采油井中的突破是一个相当严重,而且是

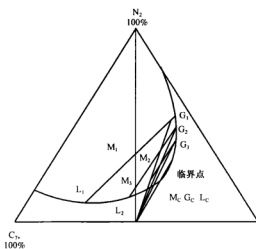


图 4-16 氮气与原油形成混相的混合过程

费用很大的问题。为解决这一问题,已经提出了几种方案,如重新完井、关闭高气油比的生产井等,不论使用哪种方法,随着注气工作的发展,经济负担将越来越重。此外,氮气使采出气的热焓明显降低,这对于用作燃料将构成严重问题。

4.3.5 烃类混相驱油法

烃类混相驱油法包括三种方法。第一种方法是混相段塞法,包括注入液态碳,如粗汽油、汽油、煤油、醇;液化石油气,如乙烷和丁烷等。它们与地层原油接触时都能直接产生混相。注入的段塞体积大约 0.05PV。注入段塞后再用天然气、干气和水推动着混相段塞通过油层。第二种方法是注入富气。该方法是首先向油层内注一个富化的天然气段塞,然后用干气或干气和水推动着段塞前进,富气段塞的大小一般 0.1~0.2PV,且为乙烷到己烷之间的物质(C_2-C_6)所富化。第三个方法是高压注干气法。使用此方法时,首先在高压条件下,向油层内注入干气,以便引起原油的反蒸发。在注入初期,大多数丙烷、丁烷和戊烷从油相转为气相,然后部分已脱去轻馏分的油相与注入的干气接触,己烷、庚烷和辛烷等较重的组分将逐渐大量地转变为气相。在这一汽化过程中,大量的原油组分将在比较长的时间内转变为气相,形成由 C_2-C_6 组成的混相带。富气混相驱和高压干气混相驱之间的主要差别在于:在富气驱过程中, C_2-C_6 组分是由段塞转移到原油中,而在高压干气驱过程中, C_2-C_6 组分则由原油转移到气相中。

应用混相段塞法的油层深度必须超过 610~762m。这是因为要使丙烷段塞和驱替它的天然气之间保持混相,地层压力必须很高。假如使用空气或烟道气驱替混相段塞,那么所需要的棍相压力还要高。因而,只有更深的油层才适合于应用棍相段塞法,且油层的温度必须低于棍相段塞的临界温度。

富气段塞混相驱方法也需要高压。图 4-17 是压力和富化剂浓度在温度为 37.8℃ 时的关系曲线。由图 4-17 中可以看出,假如油层温度为 37.8℃、驱替压力是 10.34MPa,而且富化剂是丙烷,那么富气段塞中至少必须含有 42 摩尔的丙烷才能保持混相。如果丙烷浓度低,要保持混相就必须更高的压力。

高压干气棍相驱只能用于压力超过 20.68MPa,原油中富含 C_2-C_6 组分的油层。可见高压干气注最适用于相对密度小于 0.825 的原油以及深度超过 1524m 的油层。如图 4-18 所示,高压干气方法的采收率是驱替压力的函数。然而,在如此高的注入压力条件下,需要的注入气体体积是相当大的。此外,由于注入的气体必须驱替原油和可流动的水,每采出一立方米油就需要注入几百立方米的气体。为此,必须研究交替注水和注气的可能性。

在混相段塞和富气段塞驱方法中,采用交替注水注气的措施,还有另外一个重要理由。因为注入到油层中的气体的流动度要比地下原油的流动度高得多,注入气的高度加上驱替气的高度,将造成扫油效率和原油采收率都低。当注入混相段塞的后面用水交替方法驱替时,总流量比将可降低,扫油效率将会得到改善。然而,假若注入的水太多,必然有一部分混相段塞要被圈闭在孔隙孔道之中,而被圈闭在段塞中的碳氢化合物就成了残余油的一部分。假如注入的气太多,那么气带就会扩大、流量比相应的就会增高,从而使扫油效率明显降低。

烃类棍相驱油法存在的主要问题:一是成本太高,二是注入溶剂与地下原油的流量比高,在混相段塞方法中,组成段塞的主要成分是丙烷,注入流体的高流量以及油层存在着高渗透率带,都会造成混相段塞指进,绕过石油向前活动。

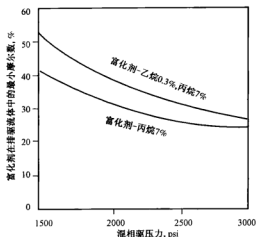


图 4-17 驱替流体是富化剂和甲烷的混合物
(根据宾哈姆的计算,图中指出不同压力下,
为形成混相驱替所需要的富化剂在驱替液中的浓度)

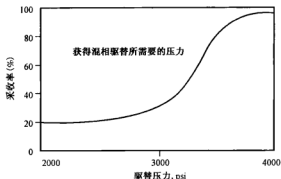


图 4-18 不同驱替压力条件下的室内试验采收率
(根据此图可预测出达到混相所需要的压力)

烃类混相驱的设计需要做大量的实验室模型试验研究,然后进行小规模矿场试验。设计中所需参数有油层深度和厚度、原油黏度、油层温度和压力、油层渗透度和地层倾角。研究中必须取得最佳段塞尺寸、驱替速度以及采收率。通常情况下,最好是在具有下列特性的油层中采用烃类混相段塞驱方法:在油层条件下,原油黏度小于 $5\text{mPa} \cdot \text{s}$,油层厚度小于 8m ,倾角比较陡的油层,渗透率分布比较均匀,且小于 100mD ;油层温度低于棍相段塞的临界温度,注入压力不但应能保证混相段塞与原油混相,而且能与后面驱替它的气体保持混相。注入的段塞体积通常为 $0.02 \sim 0.10\text{PV}$ 的范围内。

4.3.6 开发技术水平比较

国外对挥发油藏的认识经历了相当长的一段时间,其开采方法逐渐得到完善。国外对此类油田的开发经历了 4 个阶段。

20 世纪 40—50 年代。在此阶段,由于刚开始开发挥发油藏,对其特性认识不深,通常采用开发黑油的方法进行开采,主要是利用其天然能量进行衰竭式开采。在开采过程中表现出了一些特殊的问题,如随着油藏压力的递减,当压力低于饱和压力之后,储层内流体组分发生相态变化,并且在油藏内释放出大量气体,流入到井筒的是油气两相,但到地面后大量气体又凝析为油。在生产过程中,随着生产油气比增加,其地面原油相对密度降低。此阶段所采用的开发方法效果不佳,油田的采收率很低。

20 世纪 60—70 年代。由于意识到衰竭式开采不适于开发挥发油藏,相应发展了注气开发方法。此阶段新发现的挥发油藏大都采用注气开采,并且受到了较好的效果,后来注气方法成了提高挥发油藏提高采收率的一个常用方法。

20 世纪 70—80 年代。由于挥发油藏的一些特性有利于注水开发,以及注气法受到天然气价格和气源的限制,所以在此阶段发展起了注水开发挥发油藏。应用效果也比较好,并成为常用的开发方法之一。

20 世纪 80—至今。为了寻求提高挥发油藏采收率的有效途径,发展起了三次采油技术。

主要采用混相驱法和交替注水注气法。高压注氮气已成为开发此类油藏的一个发展方向。

我国在大庆、吉林、中原及塔里木等油田均已发现了一些挥发油藏。由于我国对挥发油藏的研究起步较晚,其开发水平还不是太高。同国外技术水平相比(表4-7)还有一定差距。而地质研究和油藏工程研究所采用的手段并不落后,同国外采用的手段相当。我们主要是缺乏实际的开发经验。随着对挥发油藏认识的提高,我国开发此类油藏的技术水平将日臻完善。

表4-7 国内外挥发油藏开发技术水平目前发展现状对比

开发指标	国内	国外
油田开发渗透率最低限	10mD(极少在此值以下)	(2~5)mD
井网密度	150~500m	300~400m(前苏联) 400m(美国)
采油速度	大多在1%左右,个别为2%~3%	一般为1%~4%,多在1%~3%左右
原油采收率	12%~20%	10%~70%,多数为30%~40%
注水系统	面积注水、行列切割注水	边缘注水,块状正方形系统(前苏联)面积注水(美国)
注水压力	不超过油层破裂压力	不超过油层破裂压力 高压注水(前苏联)
注水质量要求	注意不够	十分严格
注水方法	常规注水、高压注水	常规注水,高压注水,多层选择行列注水,周期注水,低张力注水
注气方法	刚刚起步	注气混相驱,混相段塞驱,汽水交替注入
完井方式	多为射孔完井,个别为裸眼完井	多为裸眼井,注意保护层
油层改造方式	由单井压裂向整体压裂方向发展	压裂和整体压裂改造(美国) 高压脉冲冲击波处理(前苏联)
提高采收率方式	注水	注水,注气(CO ₂ 、N ₂),水气交替注入,烃类混相驱
油藏工程研究机开发方案设计所采用的方法	多功能模型,蒸发型PVT状态方程软件,COMPIV-PVT模拟器,组分模型(COMP III, COMP IV),黑油模型(SimBest II)	常规油藏工程方法(如多组分闪蒸法,递减曲线分析法,体积平衡法),三维三相混相多组分模型
储层研究	储层横向预测技术,精细地质模型技术,小层对比和地球物理技术	多学科综合技术,开发地震技术,三维整体地质模型技术,分形几何技术,神经网络技术

4.4 挥发油藏地面流程和生产设施

从国外实践来看,提高挥发油藏采收率,除了尽早采取保持油层压力可采外,还必须重视地面回收轻烃的能力。据国外资料报道,在地面分离器中,从气中回收的液态烃可能等于或者超过以液态生产的储罐油的体积。油的挥发性越高,分离器气体携带的液相就越多。因此,挥发油藏地面流程和生产设施的设计和选择是非常重要的。

国外实际油田资料表明,挥发油藏地面回收轻烃的工艺流程一般采用二至四级的分离器(表4-8),也有的会高一些。其主要目的是尽可能从油气混合物的井流体中回收最多的油。近年来,部分挥发油油田常在一级分离器之后加稳定器装置,其分离效果更好。图4-19、图4-20给出了福多契油田注气开发的W-8和W-12挥发油藏的地面工艺流程图。其中:①第一级分离器为6.9MPa的三相分离器。对每口井单独测量,气体计量后送入气体处理厂,而液体用管道输入第二级分离器。②第二级分离器压力为0.41MPa的三相分离器。每天单独测量管道的油、气和水。气体压缩后输送到气体处理厂,油输入第三分离器,水经处理后排入处理井。③第三级分离器为0.24MPa的三相加热处理分离器。④第四级分离器为油进入油库以前,预先冷却到欠饱和状态。

表4-8 挥发油藏典型多级分离和液体抽提设备

油田/油藏	井底温度 ℃	泡点压力 psi	气油比	密度 °API	原油体积 系数	各级分离器压力, psi				备注
						第一级	第二级	第三级	第四级	
布伦特/Brent/ (下侏罗统)		5750	2135		2.2					布伦特和斯塔福特油藏均含凝析气顶(150~200桶每百万立方英尺),在销售管线建成前,产出气体回注入气顶。采出一级回收塔降低气中的含液量
斯塔福特 Brent/ (下侏罗统)		6085	2900	38	2.7	1600	370	70	20	
埃科非斯克/ 白垩系 (Ekofisk)			2100	37	2.1	1000	265	20		从分离器分离出来的气经脱水、压缩到7.03MPa,然后输到高压压缩机的平台,压缩到64.676MPa供回注用
赫特尔/泥盆系 (Headlee)	190	4375	3100			750 1200	500	250	储罐	从各级分离器分离出来的气体经回收塔处理以回收液体。各级分离器的液体均经脱甲烷塔和稳定器处理
贾伊/斯迈克弗 (Jay)	285	2830	1800	51	1.8	275	稳定器	储罐		从一级分离器和稳定器出来的气体除二氧化碳和硫化氢处理
比克顿(Pickton)/ 路第莎	209	3500	1470	50	2.1	750	储罐			全部气体经天然气加工厂处理
南路易斯安那/ 中新统	240	8105	3400	41	2.7	1000	150	储罐		为使原油脱水,需第二级分离器 and 加热器处理

地面生产工艺流程和生产设施的设计和选择,应根据油藏的开采方式(衰竭式、注气或注水),地面流体的组成和PVT特性,生产设施的地理位置和井口环境、温度等选择经济效益好的方案,以便从地面生产工艺流程中回收最大的液量。另外,对分离出的气体,根据用途和要求还需作进一步的处理。

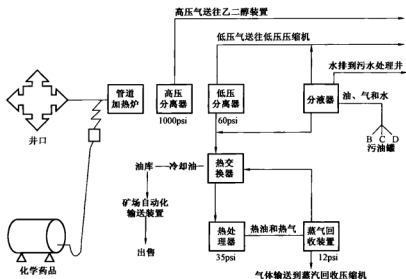


图 4-19 生产设备流程图

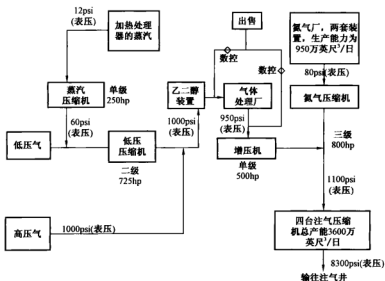


图 4-20 福多契油气田气体流程图

4.4.1 分离级数

多级分离器一般要比一级分离器获得的原油量多、总气—油比低、原油相对密度也较低。若根据油田条件的最佳多级分离器可以比二级分离（指一级分离器配以储罐）增加 3%~5% 的产油量，增加 8%~10% 的油量也是常有的。当超过四级分离器时，增加分离器级数所得到的效益就减少了。

分离器的操作压力、操作温度影响分离器内凝析液量（图 4-21）。较高的操作压力下虽可凝析出更多的乙烷和甲烷，但在储罐中这些挥发组分不能保持液态，一般储罐在 5.52 MPa

压力下保持的凝析液量最高(视温度而定)。对于挥发性油藏(相对密度在 0.8 以下),第一级(高压)分离器内分离的液体常是极易挥发的,与其再经过几级低压分离器,还不如用一个稳定器更有效,贾伊油田就采用这种流程(图 4-22)。稳定器实质上是一个分馏塔,其作用相当于一组逐级减压的分离器,其回收的凝析液量与使用四级到六级分离一样,在储罐中的凝析液量较常规分离器获得的液量高 10%~15%。

图 4-21 不同组分的井流物之间的差异

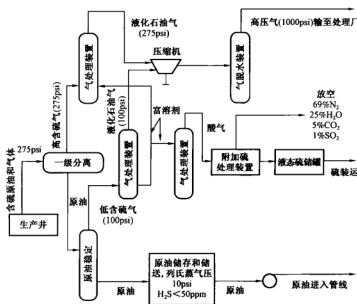


图 4-22 贾伊油田生产流程示意图

4.4.2 气体的处理

厂收效快。如贾伊油田是美国的一个大油田,但并未建立中心处理厂,而是在五个不同地点建立 10 个小型处理设施,每个设施可处理 318 ~ 1908 桶油/日。该油田面积为 56.7km²,其有生产井 89 口,全油田总日产量为 14866m³ 油、288 × 10⁴m³ 天然气和 700t 硫。贾伊油田原油含 8 ~ 10 摩尔硫化氢和 2.5 摩尔的二氧化碳,从分离器出来的原油到稳定器除硫和轻烃,从分离器出来的气和稳定器出来的气经抽提酸气,送硫处理厂脱硫。无硫气体经两级压缩到 6.9MPa (1000psi) 输至处理厂(图 4-22)。

北海布伦特油田是一个海上油田,因此考虑生产流程是布置在平台上的这一特点。采用四级分离,设计时考虑了控制管线中气体的露点和压缩机的有效级数(图 4-23)。

地面流程生产设施的设计除考虑最大回收液量外,还应考虑压缩机的有效级数,并根据经济效益选择适中的方案。

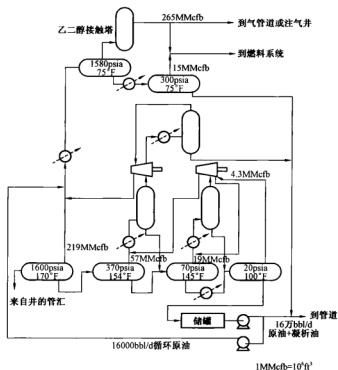


图 4-23 布伦特油田平台上的生产流程图,说明高挥发性油的多级处理

第五章 凝析气藏开发方式

5.1 凝析气藏地层流体研究

准确地判定烃类流体在储层条件下的物理性质,对认识油气藏类型,确定油气藏的开发方式、生产能力大小及采收率的高低具有十分重要的意义,因此,把这些参数确定准确是每个新发现的油气藏首先要解决的问题。凝析气藏的流体研究更为重要,因为凝析气藏的 PVT 特性对油藏动态和采收率的影响更大。对于黑油油藏,相对渗透率对其动态的影响比热力学的影响大;而凝析气藏却恰好相反,热力学的影响远大于相对渗透率的影响。

5.1.1 凝析气藏的流体取样

凝析气藏 PVT 参数的获得是利用取得的具有代表性的储层流体的样品,通过室内分析来实现的,因此,取到具有代表性的流体样品是前提。由于凝析气藏中的气态烃,在井筒上升的过程中,随着压力和温度的降低,会凝析出一定量的液态烃,其数量不但和凝析气藏中凝析油的含量、露点压力及井底流压有关,而且滑脱效应使其在井筒中的分布非常复杂,决定了在井筒中难以取到有代表性的油层流体样品。为了说明这一问题,曾在一个凝析气藏的采气井上,首先测得井筒连续流温,然后分别在 3250m、2700m、900m 及井口处进行取样,并在室内做气油比测定。气油比的测定结果是:在 3250m 处为 450,向上变小;在 900m 处是 129;在井口气油比是 267,见图 5-1。

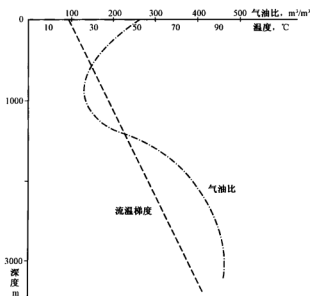


图 5-1 K8 井不同深度气油比变化曲线

从图 5-1 可以看出,该凝析气藏的井流体在井筒中出现反凝析和反蒸发是明显的。在这种情况下,在井筒中取样是难以取到代表凝析气藏的真实样品的,但是创造条件使烃类流体的油层中为单向流,在井筒及地面分离时得到稳定生产条件,是可以做到的。根据连续原理,可以认为流入井中的流体和地面得到的井流体是一致的,因此可以在地面分离器外取得代表油层的井流体,来满足室内 PVT 分析的需要。

5.1.1.1 取样井的准备与调整

理论研究和实践经验已经证实,在地面条件下可以取到代表地层条件的井流体样品,这要通过对新气井的准备和调整来实现。其方法有两种:一种是通过系统试井,观察不同工作制度下的稳定条件,决定其取样时机;另一种是用确定允许采气量的方法,确定生产条件达到后取样。

(1) 通过稳定试井并创造稳定的生产条件后取样。

该方法是射开油气层后,放喷排除压井液,关井测量地层压力,然后利用三相分离器,从大工作制度向小工作制度进行试井,待每个工作制度计量的压力、油、气产量稳定后,再转入下一个工作制度;对每换一个工作制度的开始到结束,其气油比随时间由大变小,最后趋于稳定。对于不同的工作制度稳定后的气油比再不随工作制度的变化而变化,此时在井筒内测压力梯度,如果在井筒中不同深度的压力梯度相同或相近时,此时的井流体基本上代表了储层条件下的烃类流体。在大张坨凝析气藏的试井取样时得到证实。如板 53 井,在地面计量油气流稳定的条件下测得的压力梯度在不同深度是相近的,见表 5-1。

表 5-1 板 53 井 8mm 油嘴流压及流温梯度数据表

深度 mm	压力 MPa	压力梯度 MPa/100m	温度 ℃	温度梯度 (℃/100m)
井口	15.71		46.73	
-1000	18.33	0.262	79.58	3.285
-2000	20.94	0.261	98.51	1.893
-2533.8	22.37	0.268	104.31	1.087
-2633.8	22.64	0.270	105.36	1.050

(2) 用凝析气井最低允许采气量的方法,对取样井进行准备和开井取样。

所谓最低允许采气量是指在地面得到的凝析油气混合物与地层进入井筒的凝析油气混合物完全相等,表现在分离器内每一瞬时的组分与气相和饱和凝析油的动态是平衡的,并且在一定的生产期内是不变的,这时凝析气的产量称之为最低允许采气量。这是为了在地面能取到代表地层条件下的样品而抽出的。因为当气产量小于最低允许产量时,凝析液只能周期性的带出,此时取得的样品就没有代表性了。确定凝析气井最低允许采气量的方法有 3 种计算公式:①美国 Jones Pork 提出的计算公式;②经验公式;③天然气流速计算公式等。

5.1.1.2 流体取样

取气样:把气瓶管线接到分离器的气源上,打开气源阀和气瓶阀,将气体充入气瓶,关闭气瓶顶阀,打开底阀,放调瓶中的气体,依次反复 4 次即可。

取油样:把装有预置液(水银、盐水或水)的油瓶,接到三相分离器的油源上,让油充满管

线,慢慢打开清洗阀,在保持分离器压力下排放管线中的油(约排2倍体积的油)以冲洗管线,然后关闭清洗阀,直立油瓶后完全打开顶阀,使油在最小压降下流入油瓶,当排出80%~90%的预置液时,先关闭底阀,最后再微开底阀,放出5%~10%的油瓶容积的剩余预置液,以形成预留空间。

5.1.2 凝析气藏的液体配样

由于凝析气藏的样品是通过地面取样获得的,要作出凝析气藏地层流体的PVT参数,首先要在实验室内配置出地层条件下的流体样品。配置的方法有两种:一是按气油比进行配样;二是按露点预留或地层压力配样。

5.2 凝析气藏地质储量的计算方法

凝析气藏原始地质储量的计算方法归纳起来有四种:容积法、探边测试分析法、物质平衡法和生产资料估算法。前两类可在油气藏发现的早期,根据钻井、试油、取心后的岩心及探边测试资料即刻进行计算,虽然有一定的误差,但比较容易得到。利用这两类方法估算出的原始地质储量,对油气藏的生产规模建设具有一定的指导意义;而后两种方法,只有油气藏投入开发并取得大量的生产资料后,才能被利用。因此,凝析气藏的原始地质储量只能用前两种方法进行估算。

5.2.1 容积法计算凝析油气藏原始地质储量

凝析气藏原始地质储量计算公式:

$$G = \frac{0.01Ah\phi(1-s_{wi})}{B_g} \quad (5-1)$$

$$B_g = \frac{p_{sc}Z_iT}{p_iT_{sc}} \quad (5-2)$$

式中 G ——凝析气藏的原始地质储量, $\times 10^8 \text{ m}^3$;

A ——含气面积, km^2 ;

h ——储层有效厚度, m ;

ϕ ——孔隙度, %;

s_{wi} ——束缚水饱和度, %;

T ——储层绝对温度, K ;

T_{sc} ——地面标准绝对温度, K ;

p_{sc} ——地面标准压力, MPa ;

p_i ——储层原始地层压力, MPa ;

Z_i ——原始凝析气体偏差系数, 小数。

5.2.1.1 凝析气藏中天然气的原始地质储量计算方法

在计算凝析气藏的天然气储量时,应考虑到天然气中处于天然气的原始地质储量气态的凝析气油量,因为气态凝析油分离成液相以后,计算出的天然气储量会减少,即减少所分离出的凝析油量,这点对凝析油含量高的凝析气藏具有重要的意义,其计算公式为:

$$G_{gi} = Gf_g \quad (5-3)$$

式中 G_{gi} ——凝析气藏中天然气的地质储量, $\times 10^8 \text{ m}^3$;
 f_g ——地面采出气体的摩尔分子量, 由下式计算:

$$f_g = \frac{n_g}{n_g + n_o} = \frac{GOR}{GOR + \frac{24056\gamma_o}{M_o}} \quad (5-4)$$

式中 n_g ——采出气体的摩尔数, kmol;
 n_o ——采出凝析油的摩尔数, kmol;
 GOR ——凝析气井稳定生产时的气油比, m^3/m^3 ;
 γ_o ——凝析油的相对密度;
 M_o ——凝析油的分子量, 可由下面的经验公式确定:

$$M_o = \frac{44.29\gamma_o}{1.03 - \gamma_o} \quad (5-5)$$

5.2.1.2 凝析气藏中凝析油的原始地质储量计算方法

凝析气藏中凝析油的原始地质储量计算公式为:

$$N_{oi} = 10^4 \frac{G_{gi}}{GOR} \quad (5-6)$$

式中 N_{oi} ——凝析油的原始地质储量, $\times 10^4 \text{ t}$ 。

5.2.2 物质平衡方法计算凝析气藏的原始地质储量

油气藏投入开发之后, 取得了大量的生产资料和数据, 可以用这些数据和资料, 对油气藏烃类品种进行核实, 以评价用容积法计算的烃类体积的可靠性, 这是不可少的一个环节。另外, 用这些数据和资料对油气藏进行动态预测也是很有用的。对于凝析气藏的烃类体积计算和生产动态预测, 与油藏不同的是一些参数的选择上要考虑到凝析气藏的气态特点。

5.2.2.1 定容凝析气藏的物质平衡方程式

定容凝析气藏的物质平衡方程式:

$$n_i = n_p + n_r \quad (5-7)$$

$$\frac{p_i V_{\text{pore}}}{Z_i RT} = \frac{P_{sc} G_p}{RT Z_{sc}} + \frac{p V_{\text{pore}}}{RT Z_i} \quad (5-8)$$

式中 n_i ——在压力 p 时地层中剩余液体摩尔量, kmol;
 n_p ——在压力 p 时采出液体的摩尔量, kmol;
 n_r ——地层中烃类液体总摩尔量, kmol;
 p_i ——原始地层压力, MPa;
 V_{pore} ——烃类所占的孔隙体积, $\times 10^8 \text{ m}^3$;
 Z_i ——原始地层压力条件下的凝析气气体偏差系数, 小数;
 R ——气体常数;

T ——地层温度, K;

p_{sc} ——地层标准压力, MPa;

T_{sc} ——标准温度, K;

G_p ——累计产气量, $\times 10^8 \text{ m}^3$;

p ——计算点的压力, MPa。

Z_i 两相偏差系数, 由下式确定:

$$Z_i = \frac{pV_{\text{pore}}}{n_i RT} = \frac{p}{p_i} \frac{Z_i}{1 - n_p} \quad (5-9)$$

对于相同地质条件和流体性质的凝析气藏, 由于只按照气藏并选用所藏的压缩因子计算烃类体积, 造成与实际地层有较大误差, 在一定压力下其误差如表 5-2 所示, 在选择压缩因子时应慎重。

表 5-2 天然气与凝析气不同压力下偏差系数对比表

压力, MPa	n_p	Z_i	Z_g
46.65	0.00000	1.2382	1.2382
38.03	0.09024	1.1090	1.0890
29.76	0.21744	1.0090	0.9720
21.48	0.38674	0.9300	0.9130
14.58	0.55686	0.8730	0.9140
8.38	0.72146	0.7980	0.9370
4.93	0.81301	0.7000	0.9600

5.2.2.2 具有边底水补给的凝析气藏的物质平衡方程式

对于一个具有天然水驱使用的凝析气藏, 随着凝析气藏采出量的增加和地层压力下降, 会引起边水或底水对凝析气藏的侵入, 被水侵入所占据的凝析气藏的孔隙体积量, 加上剩余凝析气所占有的气藏孔隙体积的量, 应等于凝析气藏的原始含气的孔隙体积量。因此, 可以直接写出水驱凝析气藏的物质平衡方程式:

$$G\beta_g = (G - C_p)B_g + (W_e - W_p)B_w \quad (5-10)$$

式中 G ——凝析气藏的原始地质储量, 10^8 m^3 ;

C_p ——凝析气藏累计产出井流物, 10^8 m^3 ;

W_e ——累计天然气水侵量, 10^8 m^3 ;

W_p ——累积产水量, 10^8 m^3 ;

B_{gi} ——原始地层压力下凝析气的体积系数;

B_g ——任一压力点的体积系数;

B_w ——地层水的体积系数;

凝析气藏在生产过程中产出的井流物应折算成气体当量, 其计算公式为:

$$G_p = G_g + G_o + G_w \quad (5-11)$$

式中 G_g ——天然气的累积产量, $\times 10^8 \text{ m}^3$;
 G_c ——凝析油的累积气当量, $\times 10^8 \text{ m}^3$;
 G_w ——凝结水的累积气当量, $\times 10^8 \text{ m}^3$ 。

凝析油当量的计算公式:

$$G_E = 532.95(1.03 - \gamma_o)G_o \quad (5-12)$$

式中 γ_o ——凝析油的相对密度, g/cm^3 ;
 G_o ——凝析油的累积产量, $\times 10^8 \text{ m}^3$ 。

凝结水的计算如下:

$$G_w = \sum q_g \cdot WGR \quad (5-13)$$

$$WGR = 1.6019 \times 10^{-4} A [0.32 \times (5.625 \times 10^{-2} T + 1)]^B S_c \quad (5-14)$$

$$A = 3.4 + \frac{418.0278}{p_R} \quad (5-15)$$

$$B = 3.2147 + 3.8537 \times 10^{-2} p \quad (5-16)$$

$$S_c = 1 - 4.893 \times 10^{-3} \delta - 1.757 \times 10^{-4} \delta^2 \quad (5-17)$$

式中 G_w ——凝析气藏累积产出凝结水的气当量, m^3 ;
 q_g ——凝析气井的产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;
 WGR ——水气比, $\text{m}^3/10^4 \text{ m}^3$;
 T ——凝析气藏温度, $^{\circ}\text{C}$;
 p_R ——凝析气藏的地层压力, MPa ;
 S_c ——矿化度校正系数;
 δ ——氯化钠含量, %。

5.3 凝析气藏的试井

凝析气藏试井的目的是为了确定凝析气藏的储层物性参数、储层的分布特点和性质,以及生产能力等。采用的试井方法主要有两大类,即:产能试井和不稳定试井。由于这两类试井解决的问题和获得的参数不同,但都是认识凝析气藏和合理开发凝析气藏至关重要的参数来源,因此,这一工作从凝析气藏被发现后就应该进行。

5.3.1 凝析气井产能试井的类型及适用条件

5.3.1.1 凝析气井的产能试井

(1) 稳定产能试井。

其目的是确定凝析气井的生产能力大小,判断增产措施是否有效及确定凝析气井的合理工作制度等。而凝析气井的稳定试井,主要用于储量物性比较好的凝析气井。其试井步骤是:首先测取凝析气井的静止压力(或者在整个测试结果后进行),然后开井生产,用不同直径的油嘴或节流阀来变更工作制度,待每个工作制度达到稳定之后,测量流量和井底流动压力。待稳定试井结束后,根据稳定渗流理论来整理测试资料,并计算出所需要的试井参数。

(2) 凝析气井的等时试井

针对低渗透储层,为了缩短产能试井时间而提出的一种试井方法。其原理是:气井生产期间所建立的供给半径只是无因次时间的函数,而与流量无关。测试流程是:首先确定多个以上的工作制度或流量。每更换一个工作制度或流量时,所测地层压力要完全恢复,才开始另一个工作制度或流量的测试。每个工作制度或流量的生产时间要相同,而在每个生产期内可细分成4个以上的等时间间隔,测其流动压力。待最后一个测点时,其产量和井底流压一定延伸到测稳为止,见图5-2。

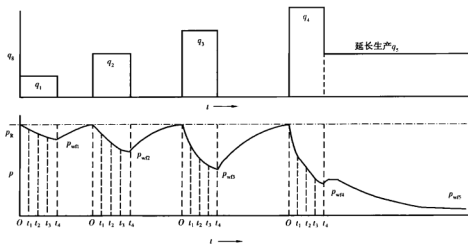


图5-2 等时试井的测试流程图

利用这些等时试井资料,可绘制出每个生产期的不稳定的产能曲线,在此基础上将最后一个稳定流量和压力点画在图上,并做出与其他不稳定产能曲线的平行线。指数 n 和流动系数 C 都是由每个瞬时产能曲线确定的。通常指数 n 几乎相同,但是流动系数 C 将随时间的延长而减小。其来源是计算每一等时试井的 C 值,在双对数纸上绘制 C 值与时间的关系图,见图5-3。

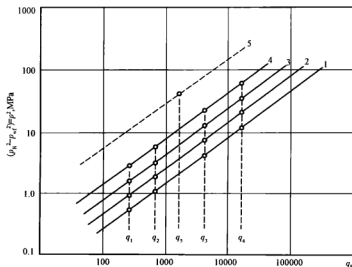


图5-3 等时试井的 Δp^2 与 q 关系曲线

(3) 改进型等时试井

对于特低渗透性的储层气藏,等时试井在各个生产期间均需要有一个完全稳定的地层压力,这就要有足够的关井恢复时间,这是难以实现的。因此,Katz 等人于 1959 年提出了改进的等时试井。该试井方法的测试程序是:规定每个工作制度关井时间完全相等,并要求在气井产量保持稳定或者基本稳定的条件下,将每个开井生产时间划分为若干个(一般为 4 个)相同时段,测量井底流动压力,并测得每个关井恢复时的最后压力(p_{wf}),待最后一个测点时,其产量和流动压力一定延伸到测稳为止,见图 5-4。

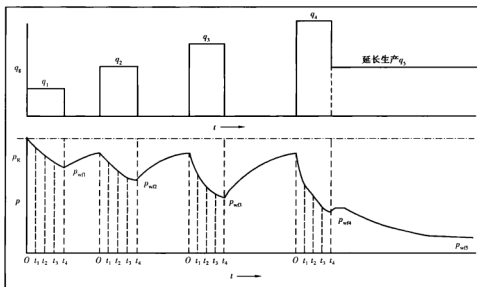


图 5-4 改进等时试井测试流程图

改进的等时测井产能曲线的绘制,使用的是($p_e^2 - p_{wf}^2$)与 q_{sc} 而不是等时试井的($p_R^2 - p_{wf}^2$)与 q_{sc} 在双对数坐标纸上绘制的曲线,这里的 p_{wf} 是每个生产周期开始开井前的关井压力,其绘制方法与等时试井相同。

5.3.1.2 产能试井资料的整理方法

由于气体渗流普遍服从非线性渗流规律,因此可分别用以下几种方法来整理试井资料。

(1) 按二项流动方程整理资料

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = Aq_{sc} + \beta q_{sc}^2 \quad (5-18)$$

式中 p_e ——气井静止压力,MPa;

p_{wf} ——井底流动压力,MPa;

q_{sc} ——标准条件下气井井流物, m^3/d 。

式(3-18)两边同除,可得到如下方程:

$$\frac{p_e^2 - p_{wf}^2}{q_{sc}} = A + \beta q_{sc} \quad (5-19)$$

从式(5-19)看出:若以 q_{sc} 为横坐标, $\frac{p_e^2 - p_{wf}^2}{q_{sc}}$ 为纵坐标绘制稳定试井曲线,应得到一条直线,直线的斜率为 β ,截距为 A 。矿场把 $\frac{p_e^2 - p_{wf}^2}{q_{sc}} \sim q_{sc}$ 关系曲线叫做二项式特征曲线。根据气井实测试井资料绘制出二项式特征曲线,在特征曲线上的直线段任取两点,此两点均满足方程式(5-19)。即:

$$\frac{p_e^2 - p_{wf1}^2}{q_{sc1}} = A + \beta q_{sc1} \quad (5-20)$$

$$\frac{p_e^2 - p_{wf2}^2}{q_{sc2}} = A + \beta q_{sc2} \quad (5-21)$$

连立式(5-20)、式(5-21)两式,可以求出直线段的斜率和截距,分别为:

$$\beta = \frac{\frac{p_e^2 - p_{wf2}^2}{q_{sc2}} - \frac{p_e^2 - p_{wf1}^2}{q_{sc1}}}{q_{sc2} - q_{sc1}} \quad (5-22)$$

$$A = \frac{p_e^2 - p_{wf1}^2}{q_{sc1}} - \beta q_{sc1} \quad (5-23)$$

因为每口气井在不同时间测试的产能曲线图在无重大措施时,其曲线具有相同的直线截距和斜率,因此不同时间测试的气井绝对无阻流量仅与当时的地层压力有关。鉴于此点,可将每次试井资料列出的流动方程与上次试井得到的流动方程对比,来分析气井周围地层的变化情况。另外,可利用稳定试井资料列出的流动方程来计算气井的各个时期的绝对无阻流量。因为绝对无阻流量是评价气井生产能力的重要指标,它表示井底在完全敞开的情况下气井的产量。在实际生产中,井筒中总是有气体存在,井底压力不可能等于大气压力。因此,也就不可能达到绝对无阻流量。而绝对无阻流量主要是用来衡量气井生产能力大小及进行气井之间生产能力的对比。

无阻流量可用二项式变换后得到:

$$q_{AOF} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4\beta(p_e^2 - p_a^2)}}{2\beta} \quad (5-24)$$

式中 q_{AOF} ——绝对无阻流量;

p_a ——绝对大气压, MPa。

(2)按指数公式整理试井资料

指数式流动方程:

$$q_{sc} = c(p_e^2 - p_{wf}^2)^2 \quad (5-25)$$

对(5-25)式两边取对数可得:

$$\lg q_{sc} = \lg C + n \lg(p_e^2 - p_{wf}^2) \quad (5-26)$$

由式(5-26)可看出:若以 $\lg q_{sc}$ 为纵坐标,以 $\lg(p_e^2 - p_{wf}^2)$ 为横坐标,绘制试井曲线可以得到一条直线,如图 5-5,其直线斜率为 n ,截距为 $\lg C$,此直线叫做指数特征曲线。

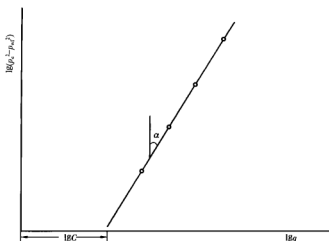


图 5-5 指数式特征曲线

将得到的稳定试井资料绘在双对数坐标纸上,得到一条试井曲线,在直线段上任取两点,此两点均满足方程(5-26),因此可得:

$$\lg q_{sc1} = \lg C + n \lg(p_e^2 - p_{wf1}^2) \quad (5-27)$$

$$\lg q_{sc2} = \lg C + n \lg(p_e^2 - p_{wf2}^2) \quad (5-28)$$

由(5-27)、(5-28)两式可得到下式:

$$n = \frac{\lg q_{sc2} - \lg q_{sc1}}{\lg(p_e^2 - p_{wf2}^2) - \lg(p_e^2 - p_{wf1}^2)} \quad (5-29)$$

$$\lg C = \lg q_{sc1} - n \lg(p_e^2 - p_{wf1}^2) \quad (5-30)$$

根据绝对无阻流量定义,可以得到指数式绝对无阻流量计算式:

$$q_{AOF} = C(p_e^2 - p^2)^n \quad (5-31)$$

式中 q_{AOF} ——绝对无阻流量, m^3/d 。

(3) 按拟压力方法整理试井资料

气体流动方程以压力项来分,可由以下三种表达形式,即:压力(p)、压力平方(p^2)和拟压力(ψ)。前两种表达形式是在以下假设条件下建立的,即:气体为理想状态($Z=1$),气体黏度(μ_g)为常量,并与压力无关。实际气体的 Z 、 μ_g 均与压力有关,故提出拟压力这一概念,并用其整理试井资料。

由于拟压力是压力的一种转换关系,它反映了流动介质在等温过程中随压力而变化,因此,它将更能反映油层的真实情况。计算整理方法有两种,即数值积分法和查表法。当已知气体的相对密度、储层温度和压力变化区间后,通过计算或查表,可得到其拟压力数值。关于查表法,在有关气井试井专著中有详细介绍,在此只论述拟压力的计算与应用。

计算拟压力

$$\phi = \frac{2}{\mu_g Z_i} \int_{p_h}^p p dp$$

计算拟时间

$$t_a = \frac{2}{\mu_g Z_i} \int_{t_0}^t t dt$$

式中 μ_g ——在地层温度条件下,任一压力下所对应的气体黏度, mPa · s;

Z_i ——在地层温度条件下,任一压力下所对应气体偏差系数;

p ——对应压力, MPa;

t ——关井累积时间。

根据计算结果,在半对数纸上绘制 $\Psi \sim \frac{t_p + \Delta t_p}{t_p}$ 曲线,依据此曲线可列出稳定流动方程

$$\psi_R - \Psi_{mf} = a q_{sc} + b q_{sc}^2 \quad (5-32)$$

式中 ψ_R ——对应于地层压力的拟压力;

Ψ_{mf} ——对应于井底流动压力的拟压力;

$a q_{sc}$ ——由于层流和井筒条件造成的拟压力降;

$b q_{sc}^2$ ——由于惯性和紊流影响造成的拟压力降。

将式(5-32)两端同除以 q_{sc} , 可得到如下方程:

$$\frac{\psi_R - \psi_{mf}}{q_{sc}} = a + b q_{sc} \quad (5-33)$$

由式(5-33)可看出:若以为纵坐标,以为横坐标、在双对数纸上绘制稳定试井曲线,可得到一条直线,直线段的斜率为 b ,截距为 a 。

5.3.1.3 凝析气井生产能力的确定

产能试井资料在凝析气藏开发前主要用于确定凝析气井和凝析气藏的生产能力,开发期间主要是了解凝析气井措施前后能力的变化,以判断其措施的有效性。

确定凝析气井或凝析气藏的生产能力,主要有两种方法,即绝对无阻流量比例确定法和气藏及油管流动能力曲线交汇法。

①绝对无阻流量比例确定法。该方法是按(稳定试井资料用二项公式或按指数式公式整理出的)流动方程(5-22)、(5-31)计算出绝对无阻流量,根据经验把气井的生产能力定为绝对无阻流量的 $1/3 \sim 1/4$ 来安排生产。大量的现场统计资料表明,对一些定容的凝析气藏,这一数值是可行的,而且生产情况也比较合理。

②流动能力曲线交汇方法。指气藏流动能力曲线与油管或出气管线流动能力曲线交汇所对应的气产量定为凝析气井或气藏的生产能力。因为凝析气井的生产能力不仅决定于储集层的流动能力,而且也决定于油管或出气管线的流动能力,因此,只有考虑到上述两个方面的因素,确定的流体产量才是可以实现的。具体的确定方法及步骤是:首先利用试井资料确定流动方程,计算出不同工作制度下凝析气井储层的流动能力系列数据备用;第二步是计算不同压差下,油管或出气管线的流动能力数据,计算油管或出气管线的流动能力,其油管或出气管线流动能力的计算:可用史密思(R. V. Smith)导出的一个气体在油管中做垂直流动的方程来计算,其公式是:

$$q = 566 \left[\frac{D^5 (p_{wf}^2 - e^3 p_d^2) s}{\gamma_g T Z f H (e^5 - 1)} \right]^{0.5} \quad (5-34)$$

式中 q ——气体流量, m^3/d ;

\bar{Z} ——算术平均温度和平均压力下的气体偏差系数;

\bar{T} ——井底和井口温度的算术平均值, K ;

\bar{f} ——在算术平均温度和压力下的穆迪 (Moody) 摩擦系数;

γ_g ——气体的相对密度;

D ——油管直径, cm ;

p_{wf} ——井底流压 (绝对), MPa ;

H ——井底到井口的高差, m 。

$$S = 2\gamma_g h (53.34 \sqrt{TZ}) = 0.0375\gamma_g H / \sqrt{TZ} \quad (5-35)$$

依照 (5-34) 式所计算出油管或出气管线的出气能力曲线的一系列数据, 以及产能曲线的一组数据, 以纵坐标为井底流动压力, 横坐标为日产气量, 分别画出曲线, 两条曲线的交汇点即是凝析气井并能达到的实际生产能力, 如图 5-6。

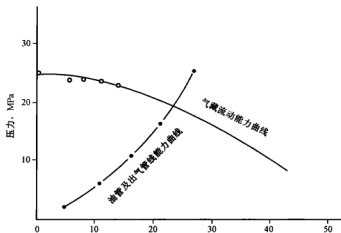


图 5-6 板 52 井流动能力交汇曲线

5.3.2 凝析气井的不稳定试井

气体的不稳定渗流理论, 在凝析气井的试井中已得到广泛的应用, 通过不稳定试井资料的整理, 可以获得凝析气藏的储层参数、断层、岩性尖灭带及气水、油气界面位置、本井作业前后的效果以及邻井的影响程度等重要数据, 以指导凝析气藏的合理开发。凝析气井的不稳定试井主要包括开井压力降落试井和关井压力恢复试井两种。

5.3.2.1 开井压力降落试井

开井压力降落试井指凝析气井储层射孔后, 诱喷完关井测静止压力 (或长期关井测得稳定地层压力) 稳定后, 下压力计开井生产, 当压降漏斗未传到边界时, 流体流动没有受到边界的影响, 在这期间的压力传播与无限大地层的压力传播一样。开井后, 井底压力函数计算以压力平方表达式时其公式为:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - 0.366 \frac{q_w \mu p_{sc} Z T}{K h Z_{sc} T_{sc}} \lg \frac{2.25 \eta t}{r_w^2} \quad (5-36a)$$

$$p_{wf}^2 = A - m \lg t \quad (5-36b)$$

$$A = p_i^2 - m \lg \frac{2.25 \eta t}{r_w^2} \quad m = 0.366 \frac{q_w \bar{M} p_{sc} Z T}{K h Z_{sc} T_{sc}}$$

式中 p_{wf} ——井底流动压力, MPa;

p_i ——任一压力值, MPa;

A ——直线段的截距;

m ——直线段的斜率;

t ——时间。

从式(5-36)可看出,当气井以一定产量生产时,井底压力平方与开井时间 t 的对数呈线性关系。若以 p_{wf}^2 为纵坐标, $\lg t$ 为横坐标,可绘制出 $p_{wf}^2 - \lg t$ 关系曲线。大量实测压降曲线表明,只有中间段才是直线,初始段和末段都是曲线。初始段主要受井筒储存效应和井底附近地层状况的影响,使试井曲线偏离直线段;末段主要受地层边界的影响。整理不稳定试井曲线时,利用所得直线段求其斜率,从而可确定储层的流动系数及气井的有效供给半径:

$$\frac{K h}{\mu} = 0.366 \frac{q_{sc} p_{sc} Z T}{m Z_{sc} T_{sc}} \quad (5-37)$$

$$r_{we} = \sqrt{\frac{2.25 \eta}{10 \frac{p_i^2 - A}{m}}} \quad (5-38)$$

式中 r_{we} ——气井的有效生产半径, m。

5.3.2.2 关井压力恢复试井

凝析气井在开井生产过程中,当产量已稳定时,关井进行压力恢复试井。根据迭加原理,认为该井仍然以原产量生产,待达到某一时间 t_p 之后,产量为零,此时井底压力平方等于:

$$p_{ws}^2(\Delta t) = p_i^2 + 0.366 \frac{q_w \mu p_{sc} Z T}{K h Z_{sc} T_{sc}} \lg \frac{\Delta t}{t + \Delta t} \quad (5-39)$$

$$p_{ws}^2(\Delta t) = A + m \lg \frac{\Delta t}{t + \Delta t} \quad (5-40)$$

式中 p_i ——凝析气层原始压力, MPa;

$p_{ws}(\Delta t)$ ——关井 Δt 时刻井底压力, MPa;

Δt ——关井时间, s;

t ——关井前生产时间, s。

式(5-37)表明关井后,井底压力平方与关井时间的对数呈线性关系,若以 $p_{ws}(\Delta t)$ 为纵坐标, $\lg \frac{\Delta t}{t + \Delta t}$ 为横坐标,绘制 $p_{ws}^2(\Delta t)$ 与 $\lg \frac{\Delta t}{t + \Delta t}$ 关系曲线,其中直线段的斜率为 m :

$$m = 0.366 \frac{q_{sc} \mu p_{sc} Z T}{K h Z_{sc} T_{sc}} \quad (5-41)$$

利用关井压力恢复试井资料除计算凝析气井的地层压力外,而且可求出储集层的流动系数:

$$\frac{K h}{\mu} = 0.366 \frac{q_{sc} p_{sc} Z T}{m Z_{sc} T_{sc}} \quad (5-42)$$

当凝析气井附近存在封闭断层或不渗透边界时,压力恢复曲线末端出现异常。两异常直线相交点对应的时间为 Δt_p 时,则可得到井到断层的距离,其计算式:

$$L_b = 0.75 \sqrt{\eta \Delta t_p} \quad (5-43)$$

式中 L_b ——井到断层距离, m;

Δt_p ——压力恢复曲线末端异常两直线段相交点对应的时间, s;

η ——导压系数, m^2/s 。

关于不稳定试井近年来所用的测试仪器其自动化程度及测量精度都有很大的提高,试井资料的处理软件也出了很多版本,所取得的成果在油气藏的早期评价中越来越占有重要的地位,而且取得了比较大的间接经济效益。

5.4 凝析气藏工程研究

对于凝析气藏,为了取得比较好的技术效果和经济效益,就要开始对即将开发的凝析气藏进行油藏工程研究。其研究内容包括:开发层系的划分、井网井距的确定、开发方式的优选、注入介质的筛选、注气速度及注入周期的优化,以及开发指标的预测和经济评价等。通过这些研究,使凝析气藏的开发能够取得最好的经济效益和其所对应的技术效果。

5.4.1 开发层系的划分及井网、井距的确定

凝析气藏开发层系的划分及井网、井距的确定和油藏一样,是开发好油气藏的基础。因此,这部分油藏工程研究工作具有非常重要的意义。

5.4.1.1 凝析气藏开发层系的划分

凝析气藏开发层系的划分与油藏开发层系的划分基本上是相同的,都是建立在对油气藏储层在纵向和平面上的相似性和差异性的研究基础上来进行划分的。由于每个油气藏的具体情况不同,而具体划分的层数及厚度虽然各不尽相同,但是所遵循的原则却是相近的,这就是:油气藏的类型相同及流体性质相近;油气层的分层地层压力系数相同;油气藏分层的储层物性相近;油气藏储层具有一定的厚度和生产能力以及一定的储量规模。

5.4.1.2 井网、井距的确定

凝析气藏开发井网的几何形态只有在注气或注水保持地层压力开采时,才对开发指标有明显的影 响,其影响程度可参考油藏注水开发井网对开发指标的影响的研究结果。但是在凝析气藏井距的确定方面却与油藏有较大的不同,主要表现在:当油层分布范围比较大时,凝析气藏的注采井距可大于 1000m,一般是与储层渗透率相同的油藏井距的 3~5 倍。其确定方法有:一是经验类比法,即根据与此类似且开发效果好的凝析气藏的注采井距来

确定,一般在 800 ~ 1500m 左右;二是根据对凝析气藏总产量的要求来定井数,后计算出井距,其公式是:

$$N_i = \frac{Q_i}{q_i} + n_1 + n_2 \quad (5-44)$$

式中 N_i ——总井数,口;

Q_i ——凝析气藏总井流物产量, $\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;

q_i ——平均单井井流物产量, $\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;

n_1 ——注气井数,口;

n_2 ——观察井数;口。

5.4.2 凝析气藏的开发方式

凝析气藏的开发方式基本上有以下三种:①不保持压力和不回注天然气的枯竭式开采。如果凝析气藏有活跃的天然水驱能量,控制采气速度在合理范围内,这种开发方式是有效而经济的。②采出的井流物经过天然气加工厂处理,提取液体烃,并将干气回注产层,这是一种保持压力的开采方法,称为循环注气法。因注入干气,可以保持地层压力在相界附近或以上,防止凝析油在地层中反凝析出来,使凝析油的采收率得到提高。③先用压力消耗方式开采凝析气藏到一定的经济界限,然后开始回注天然气,以驱动地层中积累的凝析油。这种方式是一种不经济的开采方式,采用这种方法大都和储气库结台起来才是可行的。

凝析气藏开发方式的选择主要考虑的是经济因素,其次是凝析气藏的储层条件及流体的性质。

对于一些烃类流体储量规模比较小的定容或带边水及小油环的凝析气藏,往往都是利用其天然能量进行开采。这主要是经济原因所决定的。这些凝析气藏在开发生产过程中由于开采方式的不同,都具有自身的开采特点。

5.4.2.1 定容凝析气藏的开采特点

①当地压力低于露点压力后,随地层压力的下降,出现反凝析及反蒸发现象。根据对大量利用天然能量开发的凝析气藏生产动态资料的分析,可看出:当地层压力低于露点压力之后,采气井产出的凝析油含量大幅度下降,其下降幅度在不同压力阶段各不同。大部分凝析气藏消耗式开采资料统计表明:在总压降为露点压力的 30% 以前,下降幅度最大;在 30% ~ 60% 之间次之;在 60% 以后,部分凝析气藏有反蒸发现象出现,形成一陡二缓三上翘的曲线形态。对凝析油原始含量不同的凝析气藏进行分析发现,凝析气藏在开发过程中,当地层压力低于露点压力之后,随地层压力的下降凝析油含量的下降幅度与凝析油的原始含量有关,一般是凝析油的原始含量越高,其反凝析现象越严重。

②凝析气藏在反凝析过程中,首先析出凝析油中的重质成分,使产出流体的性质轻化,这主要是凝析气藏在开发过程中随地层压力的下降出现反凝析。由于重质组分主要是指 C_{10} 以上易于液化而浸湿在储层岩石表面,使凝析气井产出井流物中轻质成分占的比例增加,表现在产出的黏析相对油密度减小,黏度降低。对于定容的凝析气藏,在不同地层压力阶段进行取样分析说明了这一规律的存在,如板桥凝析油气田中的 820 凝析气藏,露点压力等于原始地层压

力,开发生产过程中地层压力由原始的 32.6MPa 逐步下降到 9.9MPa 的过程中,产出凝析油的密度也由 0.7608g/cm^3 下降到 0.7264g/cm^3 ,凝析油的黏度 (50°C) 由 $0.96\text{mPa}\cdot\text{s}$ 下降到 $0.38\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。重质组分 C_{10} 在产出液中逐渐消失。

③在地层压力下降的过程中,采气指数有逐步下降变化的趋势。由于凝析气藏在采用枯竭开采方式时,随着地层压力的下降,凝析气的反凝析使其组分轻化,黏度降低,气体黏度在某一压力段变小,其黏度下降值导致增加的流动能力远大于凝析气反凝析使液体饱和度增大所增加的渗滤阻力,这是使采气指数随地层压力下降和上升的主要原因。当形成的阻力大于黏度降低值时,则出现采气指数下降的趋势。由于每个凝析气藏的压力、温度及流体性质的不同,其采气指数的上升下降变化情况也不同。

5.4.2.2 影响凝析气藏采收率的主要因素

对于定容的凝析气藏,不论采用什么开采方式,对天然气的最终采收率基本上没有大的影响,但对凝析油的采收率却影响较大。即使是同一种开发方式,如消耗式开采,由于凝析气藏的露点压力、凝析油的原始含量、废弃压力等不同,其凝析油的采收率差异较大。

(1) 定容凝析气藏消耗式开采,凝析油含量与凝析油采收率的关系。

定容凝析气藏消耗式开采,相当于一个等温降压过程。根据对不同凝析油含量的凝析气在室内所做的等温降压试验得到的压力与凝析液含量曲线可看出:其凝析油含量越高,降压时达到最高液体体积百分比的速度越快;反之则低。但是大多数凝析气藏在降压过程中所析出的凝析液饱和度很难达到在地层中可以流动的条件,因此均滞留在地层中。这一情况是导致不同凝析油含量凝析气藏在消耗式开采过程中凝析油采收率差异较大的主要原因。国内外一些凝析气藏开发的统计资料也证实了这点。根据板桥凝析油气田中的 7 个已枯竭的定容凝析气藏所做的凝析油含量与凝析油采收率的关系,就是一个极好的例子,见图 5-7。

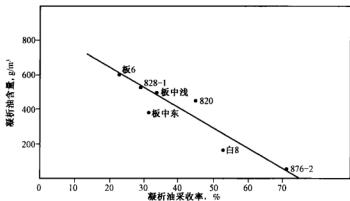


图 5-7 板桥凝析气藏消耗压力开采,凝析油含量与凝析油采收率关系

(2) 边水凝析气藏,采气速度与油、气最终采收率的关系。

对于边水比较活跃,含气面积小,而且几何形状不规则的一些小的凝析气藏,大部分都只 1~2 口气井生产,这些井又不都分布在凝析气藏的顶部。在这种情况下,对这些小的凝析气

藏,采用什么样的采气速度将对凝析气的采收率有明显影响,这主要是气藏或油气藏。当气井水淹后,由于水驱前缘的后面残留大量的天然气,形成封闭气区,从而降低了采收率。根据对部分已废弃凝析气藏,采气速度与气(气当量)采收率关系的研究可知:边水凝析气藏见水前的采气速度对凝析气的采收率有明显的影响,即见水前的采气速度越高,使凝析气的采收率越低;反之则高。而定容凝析气藏采气速度对凝析气的采收率影响则不明显,见图 5-8。对于一些含气面积小,井网对油藏控制程度低,而边水又比较活跃的凝析气藏,开发过程中采气速度对凝析气的采收率有明显的影响,在确定这类凝析气藏的生产能力或采气速度时,应予以足够的重视。

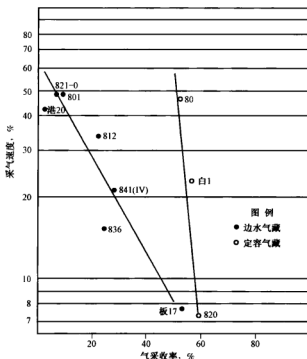


图 5-8 板桥凝析气藏采气速度与采收率关系

5.4.3 带油环的凝析气藏的开采方法

带油环的凝析气藏采用消耗式开发的方法,基本上可以分为三种:第一种方法是先采油后采气,即开始先当做油田来开采;第二种方法是先采气后采油,即主要当做气田来开采,而这种方法的采用多是由于先发现气,以后才发现油环或需要外输气的缘故;第三种方法是油气按比例同时开采,尽量保持油气界面不移动。在这三种开采方法中,从理论角度分析和从获得最大油气采收率来衡量,第一种开采方法最好,第三种方法次之,第二种方法最不合理。但是在实际开发生产中,由于各方面的因素制约和影响,往往如是以某一种方法为主,而兼有其他方法存在。

(1) 先采油后采气的消耗式开发。

这种开采方法主要利用气顶能量先开采油环,不采气。这类凝析气藏一般是地层倾角比较大,油环比较窄,并有边水存在。实践证明:这种消耗式开采方法可获得较高的油气采收率。

因为这种开采方法避免了原油向气区浸入造成的原油损失;另外,由于凝析气对原油有驱替作用。

(2) 油气按比例同时开采的消耗式开采方法。

这种开采方法是通过使油气区开采速度相近、压力下降速度相同,确保油气界面不移动的开采方法,来实现较高的油气采收率。这种做法在现实开发中是难以实现的。往往是气区的采气速度高于油区,压力下降速度大于油区,形成油浸和水浸,其油气采收率的高低,决定于油、水浸入气区内的程度。

(3) 先采气后采油的消耗式开采方法。

先采气后采油的消耗式开采方式是最不合理的,原油的损失量最大。这种开发方式的产生是由于采气后才发现油环,或是初期取得的资料预测凝析气藏有油环存在,且油环很窄,初期开发井网又未钻到,而被迫采用这种方式开采的凝析气藏。这类凝析气藏的开发应该引以为戒,引起开发人员的高度重视。

5.4.4 补充能量开采的凝析气藏

5.4.4.1 补充能量开采的凝析气藏的条件

凝析气藏补充能量开发有两种方法:一是注气;二是注水。前者被广泛应用,而后者则应用较少。注气有注入气来源、注入设备及产出物的处理等问题,因此费用相当高,这就引出了一个投入和产出的经济问题。决定这些问题的因素是:凝析气藏的规模、凝析油的原始含量、凝析气藏储层分布的稳定性、注入介质的资源供给情况及油气的销售价格等。这些因素在不同的国家和地区的绝对值虽然不尽相同,但是确定的一些下限值具有一定的参考意义。这些参考值为:

凝析油的储量应大于 $30 \times 10^4 \text{t}$,天然气储量应大于 $15 \times 10^8 \text{m}^3$;

凝析油的含量大于 $200 \sim 250 \text{g/m}^3$,反凝析液曲线在压力降初期比较陡;

构造比较简单,储层分布比较稳定,注采井网对油层控制程度在 80% 以上;

凝析气藏附近有 CO_2 气源或有充足的半生气及干气资源。

5.4.4.2 注入介质的选择

凝析气藏补充能量开发的注入介质主要有:甲烷、 CO_2 、 N_2 及烟道气等,这些注入介质的优缺点见表 5-3。

表 5-3 注入介质优缺点对比表

注入介质名称	优 点	缺 点
CO_2	早用气,采收率比 N_2 高	气源受限,压缩性差,腐蚀严重
N_2	早用气,气源广,价格便宜,压缩性好	需大功率电器设备,易造成储层内露点压力上升,损失部分凝析油
烟道气	早用气,压缩性好,比注 N_2 用的电器设备少	比注 N_2 费用高,腐蚀
采出气回注	可靠	只能减缓压力下降,延迟供气
外来天然气	凝析油采收率高	延迟供气

表 5-3 只定性的给出了注入介质的优缺点,并没有给出某种介质注入凝析气藏后,会使凝析油的采收率达到什么数值,这就要靠室内试验或对一些已采用类似开采凝析气藏的实际资料进行类比;再一种是采用多组分数值模拟来回答这一问题。

5.4.4.3 注采比与凝析油采收率的关系

从凝析气藏反凝析液曲线可以看出,对于露点压力等于地层压力的凝析气藏,只要地层压力下降就会出现反凝析,使凝析油的采收率有不同程度的下降,其下降幅度决定于凝析气藏压力的下降程度。根据物质平衡原理,凝析气藏压力的升降受注采比的制约,因此,给定不同的注采比,用多组分数值模拟可计算出某一注入介质对应不同的注采比与凝析油采收率的关系。

5.4.4.4 循环注气周期的确定

循环注气的目的是使注入的干气最大限度的将凝析气驱出,以获得较高的凝析油采收率。从大量现场数据及室内试验可知,循环注气周期越长,凝析气被驱出的体积越大,但是并不成正比关系。一般是注入气前缘到达生产井前,随注入气的增加波及系数增加较大,当注入气到达生产井之后,随注入气的增加,注入介质的波及系数增加幅度明显变小,体现在凝析油采收率的增加幅度明显减少。

从经济效益的观点出发,循环注气周期应选在凝析油采收率随注气年限关系曲线的拐点部位,这样既保证了较高的凝析油采收率,又有较高的经济效益,此点一般是注入介质前缘在生产井突破时所对应的时间。

5.4.4.5 注气压力的估算

当确定了注入介质、注采比、注入量后,就要确定该凝析气藏的注入压力,以备选择地面注气压缩机及地面的管线设计,一般选出的计算公式有两种:

(1) 美国的 Callender 和 Smith 提出的计算井底压力的公式

$$p_{wf}^2 = p_w^2 \exp(2s) + BTZS(\exp(2x) - 1) \quad (5-45)$$

式中 p_{wf} ——井底压力, psi;

p_w ——井口压力, psi;

$BTZS$ ——气井井筒摩擦损失项。

$$BTZS = 0.001L/h(TZ)^2(F_i Q)^2 \quad (5-46)$$

5.4.4.6 凝析液最佳回收条件计算

凝析气井产出的井流物中,含有大量的重质成分,在进入地面流程后,由于压力和温度的改变,形成油气两相,其过程相当室内的闪蒸过程。要达到最大限度的回收凝析油的目的,是通过控制分离器的分离级数及压力来实现的。通常采用两级或三级分离,大多数三级分离是把油罐当做三级来看。一级分离压力常常由分离器规格或者经济因素来决定,油罐的压力则为大气压或接近于大气压。

当选用二级分离时,分离压力的选择是由一组闪蒸数据来决定的,可通过室内试验来完成,也可用计算的方法来完成,见图 5-9 所示。

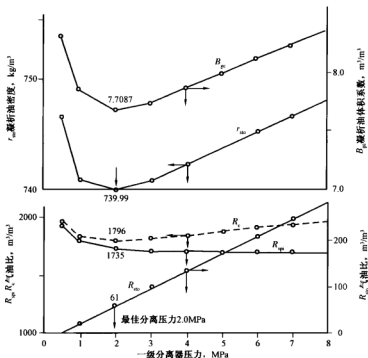


图 5-9 板桥凝析气藏最佳分离压力选择图

5.4.5 凝析气藏采收率预测

凝析气藏凝析油采收率的大小决定于其开发方式,不同的开采方式其凝析油采收率不同。

凝析气藏的枯竭式开采方式对天然气的采收率无明显的影响,主要是对凝析油的采收率影响较大。其影响程度取决于流体的性质、凝析油的含量、原始地层压力及地层温度的高低及废弃压力的大小。由于各个时期的资料数量不同,确定凝析油采收率的方法也不同。计算凝析油采收率的方法有两大类。

(1) 实验室分析法。该方法是將地层温度和压力下的凝析气样品,进行等体积枯竭过程试验,计算出不同压力下的凝析油累积产量,得出压力与凝析油累积产量的关系,确定凝析油的采收率。

(2) 相关经验公式。美国石油学会根据一些采用枯竭式开采凝析气藏的资料进行统计回归分析,得到一经验公式。从公式中看出,影响凝析油采收率的主要原因是原始地层压力、气油比、凝析油相对密度及地层温度。公式如下:

$$R = \frac{n_p}{n_o} = 2.09 \times 10^{-8} p_e^{0.9027} p_r^{0.25084} \gamma_o^{-2.25253} (141.5 - 131.5 \gamma_o)^{2.50337} (1.8 T_R + 32)^{0.30084}$$

(5-47)

式中 R ——凝析油的采收率, %;
 n_p ——凝析油的累积采出量, t;
 n_o ——凝析油的原始储量, t;

p_e ——原始地层压力,MPa;

R_T ——地面气油比, m^3/t ;

γ_o ——凝析油相对密度, g/cm^3 ;

T_R ——地层温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

可根据实验室的PVT分析结果(气油比)、地层压力等参数进行对比。

5.5 凝析气藏生产过程中的油层保护问题

在凝析气藏的开发过程中,由于地层压力、温度变化引起的流体性质变化对地层造成的污染,或由于各种井下作业流入储层造成污染,导致地层的渗透率下降而降低了凝析气井的产能。

5.5.1 地层伤害因素分析

凝析气藏地层伤害的类型主要有:储层矿物与外来流体接触后引起微粒运移、矿物水化膨胀等;作业流体进入后造成水锁、水堵等;地层压力下降,凝析油析出堵塞孔隙喉道;储层出砂等。

黏土矿物对地层的伤害主要表现在水敏、速敏、盐敏、碱敏和酸敏等敏感性伤害。评价的方法有相应的这5种敏感性评价实验。

同样应注意钻井过程和作业过程中的钻井液污染。因为天然裂缝的发育使得钻井液滤失严重,对于低渗气层来讲由于裂缝被堵死可能完全丧失产能。

5.5.2 凝析气层保护技术

为保护凝析气层不受污染,应采取下列措施。

(1) 加强人井流体的研究

①射孔液的优选:为了避免水基和油基射孔液对地层造成的污染,避免油或水进入地层相态变化和水敏伤害,凝析气井射孔时应采用液氮作射孔液。

②压井液的优选:凝析气井补孔或压井时,应采用清洁盐水作压井液。压井液采用盐水加入黏土稳定剂、破乳剂、缓蚀剂配制而成,该压井液对岩心的伤害比较小。

(2) 确定各环节的凝析气层保护技术

根据凝析气层的特点,开展气层保护技术研究,确定各环节的气层保护技术。

①钻井过程中气层保护技术:采用屏蔽式暂堵技术和近平衡钻井技术钻井,选择与地层配伍性好、滤失量小的钻井液;优化钻井参数,减少钻井液对储层的浸泡时间;固井时采用防气窜注水泥技术。

②射孔过程中的凝析气层的保护:采用负压射孔工艺技术,设计合理的负压压差,优化射孔参数,选择深穿透大孔径弹射孔,减少气井的紊流效应,采用液态氮作射孔液。

③注重作业、压裂和酸化过程中的凝析气层的保护问题。

第六章 国外典型挥发油藏和凝析气藏开发实例

通过以下四个国外典型挥发油藏和凝析气藏开发实例,总结国外在开发此类油田所采用的经验和教训,为今后经济有效地开发此类油气田提供经验和借鉴。

6.1 福多契挥发性油气田——低渗透异常高压砂岩层状挥发油藏

福多契油气田(Fordoche)位于美国路易斯安那州,为低渗透层状砂岩挥发性油气田。该油气田是一个向东南方向逐渐倾伏的背斜构造。构造走向为东西向,构造北部边界为一区域性大断层,油气藏主要由构造闭合所控制。该油气田由多个油气藏组成,地质时代为渐新统到始新统。1948—1950年期间,共发现了6个渐新统油气藏,其中有3个油藏和3个凝析气藏,埋深2474~2772m。1966年又发现7个深部始新统异常高压砂岩挥发性油气藏,即斯帕特(Sparta)A和B层,威尔柯克斯(Wilcox)4、5、8、12、15层。除W-4和W-5层为凝析气藏外,其他5个层为挥发油藏(图6-1)。在5个油藏中,主要油藏为W-8油藏和W-12油藏,拥有油田的主要储量,其他油藏较小。福多契油气田共计发现13个油气藏,原始原油地质储量

共计 $1399 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。其中W-8油藏和W-12油藏的原始原油地质储量为 $834.7 \times 10^4 \text{ m}^3$,占该油田总储量的60%。因此,这里重点介绍W-8和W-12油藏的地质及开采动态。

6.1.1 W-8和W-12油藏地质概况

威尔柯克斯油藏的西北面以福多契断层“A”为界线,此断层呈东西走向,后又转为东南向。由小断层“B”构成一个地堑,断层“B”在W-8油层组是不封闭的,断距为6~10m。出油面积在北部受断层“A”的限制,而在两翼则受水接触面的限制。两个油层组的主要产油构造见图6-2、图6-3。

单个砂层厚度3~24m,最大产层厚度为12m。层间的砂岩组为粉砂岩、页岩和煤层。地层压力系数为1.7~1.8,属于异常高压挥发性油藏。

W-8油藏埋深约4023m,有效厚度平均为7.6m。砂岩层是在三角洲环境中沉积的,其岩性自顶到底为:海相砂岩、三角洲前缘相沉积、前三角洲前缘相沉积、海相

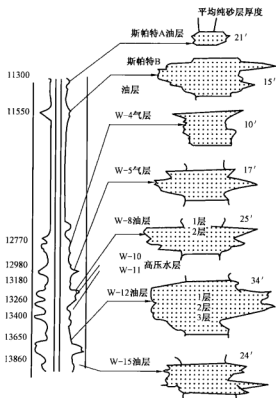


图6-1 典型测井图

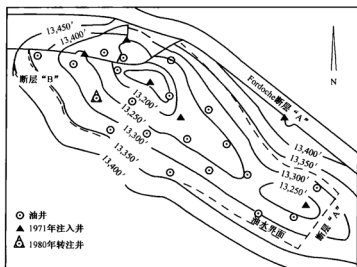


图 6-2 Wilcox 8 油层顶部构造图

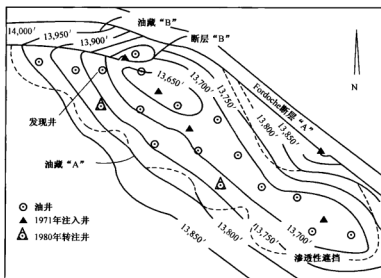


图 6-3 Wilcox 12 油层顶部构造图

黏土、海相砂岩。砂岩为灰色至棕褐色，颗粒很细，含云母。

W-12 油藏埋深约 4160m，砂层平均有效厚度为 10.3m。该层组的上段为多孔和非多孔的海相砂岩层，下面有一薄层相黏土层；该层组的下段为三角洲前缘相沉积，含淡水化石，大多数石油产自下段。

6.1.2 储层和流体性质

威尔柯克斯和斯帕特的储层参数见表 6-1 所示。威尔柯克斯油藏的初期产量很高，单井产量为 48~112m³/d。威尔柯克斯砂岩的流体性质见表 6-2 所示。

表 6-1 储层基本数据表

油气参数	斯帕特油层	W-4 气层	W-5 气层	W-8 油层	W-12 油层	W-15 油层
油气性质	黑油	凝析气	凝析气	挥发油	挥发油	挥发油
顶部深度, m	3390	3810	3894	3952	4089	4158
原始油层压力, MPa	57.5	65.1	69.8	73.1	74.5	76
饱和压力, MPa	16.9	65	52.6	38.9	33.3	35.6
温度, °C	41.7	50.5	52.2	54.5	56.7	57.8
原始地层体积系数, (m^3/m^3)	1.2295			2.1439	2.3412	2.554
原始油气比或凝析油气比, m^3/m^3	94.3	1729	1.34	431	473	552
分离气体相对密度	0.620	0.660	0.655	0.672	0.695	0.700
液体相对密度	0.8299	0.8017	0.7972	0.8063	0.8017	0.7929
原油黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$	0.83			0.126	0.126	
平均有效厚度, m	6.4	3	5.1	7.6	10.9	7.3
孔隙度, %	25	21	16	20	19	20
含水饱和度, %	45	52	42	47	58	46
渗透率, mD	180	38	1.0	8.6	4.6	10

表 6-2 威尔柯克斯砂岩的流体性质和组分(摩尔分数)

组分	W-5	W-8	W-12	W-15
CO ₂	1.17	1.30	1.48	1.08
N ₂	0.27	0.31	0.33	0.37
C ₁	76.90	66.03	63.52	62.07
C ₂	5.13	5.29	6.48	9.42
C ₃	4.12	5.61	6.14	6.59
i-C ₄	0.92	1.43	2.00	1.73
n-C ₄	1.51	2.36	2.67	2.24
i-C ₅	0.77	1.43	1.44	1.21
n-C ₅	0.68	1.11	0.98	0.94
C ₆	1.00	1.93	1.86	1.57
C ₇ 或 C ₇₊	7.53	0.84	2.61	12.15
C ₈		1.60	1.86	
C ₉		1.72	1.46	
C ₁₀₊		9.04	6.81	
总和	100.00	100.00	100.00	100.00
C ₇ 性质				
15.5°C 时的比重	0.8260	0.8338	0.8289	0.8208
分子量	179	207	188	169

斯帕特层原油性质与威尔柯克斯层不同,油的颜色为黑色,密度 0.8251g/cm^3 ,为普通黑油;而威尔柯克斯层原油为暗黄色,密度为 0.8063g/cm^3 ,为挥发性原油。斯帕特层原油的溶解气油比为 $32\text{m}^3/\text{m}^3$,要比威尔柯克斯层原油的溶解气油比 $498\text{m}^3/\text{m}^3$ 低得多。

6.1.3 油田开发状况

福多契油气田具有很长的开发历史。威尔柯克斯挥发性油气藏的发现,对于该油田的开发具有重要的意义,尤其是 W-8 和 W-12 油藏,它们占有的原油地质储量约占全油田储量的 60%。为了开发好这两个油藏,取得工程上和经济上的成功,充分运用了各个工程学科的知识,包括模拟技术、油藏工程、生产技术、防腐技术;而且重视运用现代信息收集技术,如气体示踪剂探测,同时解决了一系列工程技术难题。到 1985 年 1 月 1 日, W-8 和 W-12 的采出程度达到 40%, 预计最终采收率为原始地质储量的 54.5%。

在设计 W-8 和 W-12 油藏开发方案时,考虑到这两个油藏是异常高压挥发性油藏,地饱压差比较大 ($34.2 \sim 41.2\text{MPa}$),为了利用天然能量,决定 W-8 和 W-12 油藏的开发分为两个阶段进行,即衰竭式开采阶段和保持压力开采阶段,采用 800m 井距。

6.1.3.1 W-8 和 W-12 油藏一次采油动态

1966—1970 年是 W-8 和 W-12 油藏衰竭式开采阶段。W-8 和 W-12 油藏均是异常高压油藏,并含有挥发性烃类。其生产曲线如图 6-4 和图 6-5 所示。由图可以看出,该油藏的产能主要受油藏压力的影响。开始时,所有井都是自喷生产,只要长期维持较高的油藏压力,产量是稳定的。但是,当油藏压力趋近于 41.4MPa 时,产量就迅速下降(见图 6-4 和图 6-5 所示 1970—1972 年的生产情况)。由于油井的采油指数低 [$0.0069 \sim 0.011\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{kPa})$],不保持高的油层压力,油井就不能稳产。其原因是:① 当油藏压力下降 20.7MPa 时,就会使地层渗透率降低 $7\% \sim 14\%$,地层孔隙率缩小 4% ;② 当油井含水率超过 1% 时,油的相对渗透率就剧烈下降;③ 由于采油指数低,需要用高压差开采油井,从而引起油层中微粒搬运,常造成井底堵塞。

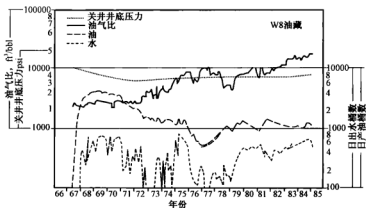


图 6-4 Wilcox 8 油藏的生产曲线图

由于产量惊人地下降,因此对油田生产上的各种问题进行了专门研究,并对这些问题提出经济有效的解决办法。经过研究提出了如下建议:

- ① Wilcox 层对水很敏感。岩心分析表明,水饱和度只增加 1% ,造成原油相对渗透率下降

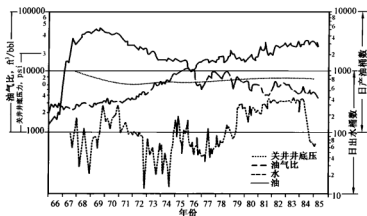


图 6-5 Wilcox 12 油藏的生产曲线图

8%。也就是说,当水产量仅增加 1%~2%,油井采油指数将明显下降。图 6-6 给出了油井含水 2% 时的生产动态情况。井筒有受堵趋势,需作处理才能恢复油井产能。

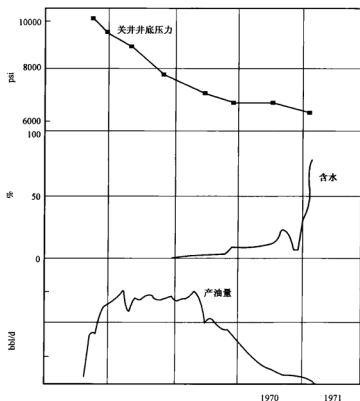


图 6-6 油井出水 2% 时生产曲线

② 油藏模拟研究表明,天然气具有更有效的驱替机理。敏感性分析表明,即使 W-8 油藏的垂直波及系数从 0.5 降到 0.29, W-12 油藏的垂直波及系数从 0.5 降到 0.16,注气仍然是经济的。高压注干气可以造成混相。根据模拟研究,挥发油油层注气以后,预计采收率可达地

质储量的 47% ~ 54%。

③ 在构造顶部钻 3 口两层分注井。

④ W-8 和 W-12 油藏的井底压力应超过 44.8 MPa。

6.1.3.2 注气保持压力开采

1971 年开始向 W-8 和 W-12 油藏注气保持压力,当年钻了 3 口双层分注井,W-8 和 W-12 层射孔完井。所有层位都射开,以便使注入气体有可能接触到全部原油,并将其驱替到生产井。这些井的装备基本和双层分采井一样,不同点是,注入井下入的双油管柱是 P-105 型全管柱,其原因是预计的井口注入压力为 69 MPa。为了调节注入气的数量,每口井的井口都装有可调节油嘴。在钻注入井的同时,安装了三台 1500hp 的压缩机。压缩机的设计能力为日注气量 $84 \times 10^4 \text{ m}^3$,压力 6.6 ~ 69 MPa。在 3 口井中的每口井上都安装了一台压缩机。生产特征见图 6-7 至图 6-9。

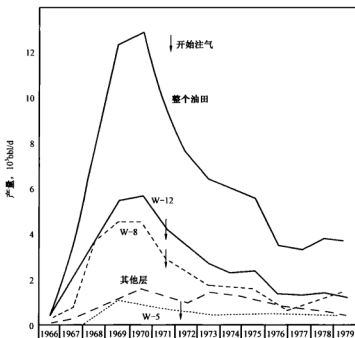


图 6-7 平均年产量(包括油、凝析气及处理厂分离出来的液体)

1972 年 4 月开始向 W-5 凝析气藏进行循环注气。5 月由于只靠加工厂的干气回注补偿不了储层的亏空,所以从卡拉霍拉油田每天购入 $21 \times 10^4 \text{ m}^3$ 天然气一起回注。注气生产后有效地制止了产量的急剧下降,并保持原油产量稳定。1975 年由于甲烷气价格猛涨,导致购买甲烷气不经济,于是停止对外购买,只用本油气田采出的天然气,经加工处理后的干气回注,因而产量再次下降。经过大量的研究工作,最终选择了氮气作为经济的甲烷代用气。这是因为在威尔柯克斯油藏的特定温度和压力条件下,氮气和油是可以混相的。从而在威尔柯克斯油藏采用注氮气进行混相驱开采。初期的注气量是 70% 的甲烷,30% 的氮气(总计 $72.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),不但保持了油藏压力,而且保证了混相性,取得了较好的效果。

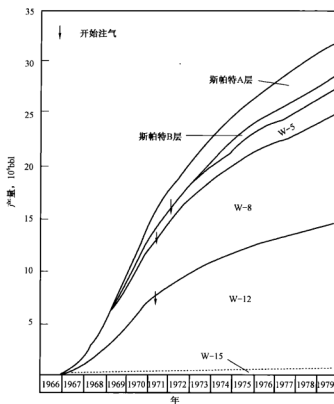


图 6-8 油田累计产量

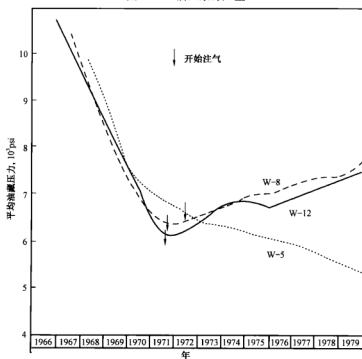


图 6-9 W-5、W-8、W-12 层的平均油藏压力

6.1.4 油藏模拟研究

油藏模拟研究对该油田的开发起到了重要作用。该油田主要油层自1966年投产至1985年,在长达19年的开发历程中,用油藏模拟先后进行了8次重大模拟研究,反复探索油藏开发方式,估算原油采收率,并及时调整开发方案。根据模拟研究结果制定注干气和注氮气混相驱方案,1986年时W-8和W-12的石油采收率为40%,预测最终石油采收率为54.5%。

在这些研究中,1979—1981年所做的研究意义最大,因为这些研究是在该油田开采很不经济的时期内做的,虽然补充注入氮气后产量提高了,而且预计采收率也有所提高,但是由于产品价格偏低,致使油田开发无利可图。当时,政府宣布对扩大而经济上又有效的三次采油工程提供减税免税。进行这些补充研究的目的是为了查明增加气体压缩量和注气井是否有可能提高采收率。结果表明,增加大约 $324 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{d}$ 的注气量,可以再提高采收率。因此,1980—1982年期间增加3口新注气井和一台1500hp的辅助压缩机,并修复几口停产井,以便提高注气量。由于扩大了注气工程,从而使原油产量得以提高。因此,自1980年以后,原油产量得以保持并稳中有增。分析W-8和W-12挥发性油藏的模拟研究结果,可以得到两点启示:

(1)要针对具体储层性质,尤其是储层流体特性,应用多组分模拟不断研究开发方式,不失时机的作出正确选择,并及时调整,以获得较高的采收率,较好的经济效益。

(2)采用最新的模拟方法,更全面地研究油气藏的开发动态。由于W-8和W-12油藏的原油具有挥发性,研究此类油藏注天然气、注氮气开发动态是相当复杂的。由于及时采用新的三维三相多组分模型,以及混相驱组分模型,才能较好地拟合了长期注气开发历史,正确地预测了未来动态。

6.1.5 油田开发过程中采取的配套措施

6.1.5.1 注气井的增注处理

注气井增注处理是高压注气的关键。要实现高压注气方案的最高开采速度,关键是保持注气井的注气能力。注气井的注入能力曾降低到一个临界点,要保持油藏能量就必须降低产量。在1977—1979年期间,使用含盐酸和芳香烃的油外相乳化液对一些注气井进行了成功的处理。处理的目的是为了消除压缩机润滑油所造成的损害。每口井的注气量曾由 $(8.4 \sim 12.6) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 增加到 $22.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ($800 \times 10^4 \text{ ft}^3/\text{d}$)。尽管使用了过滤器,但在6~8年的时间内,仍然出现过地层堵塞。不过,自1979年以来,注气井能够保持连续足量的注气,没有再进行增注处理。

6.1.5.2 油井增产措施

在油田开发过程中,致密的威尔柯克斯砂层常受到损害,限制了产能。为了消除这种损害,曾采取了一些增产措施,如常规氢氟酸、盐酸压裂,芳香族溶剂、醋酸酐处理,这些处理有些取得暂时成功,有些不成功。

1977年,有一个新增产措施在斯帕特和威尔柯克斯砂层取得高度的成功。这个新增产措施称之为连续氢氟酸处理,用泵交替地将氢氟酸和氢氟氨注入地层,在地层内就地产生氢氟酸。这一方法可以使氢氟酸达到较深的穿透。

从1977年11月到1978年1月,总共有22口井进行了连续氢氟酸处理。采用这一措施

以后,产油量从 1010bbl/d,增长到 2500bbl/d。如果没有这些成功的处理措施,注气方案很可能会失败。因为油井的产量低,收益小,作业费用高。

6.1.5.3 井间示踪剂监测

根据太阳公司严格的油藏管理方针,1985 年初开始了井间示踪剂探测。因为有几口开采 W-8 油藏的井对 1980—1981 年所做的注入井井网调整有反应,油藏未波及区的机率增多了。一般认为,虽然混相气驱在波及地区具有较高的驱油效率,但体积波及效率较差。为了试验和更好测定油藏的波及范围,在 3 口注气井的注入气体中加入了放射性示踪气体。有 12 口生产井定期取样,并在气体处理厂的进口管建立了控制点。由于到达的放射性气体浓度很小,据测定只有极微量,为了监测示踪剂的到达,需要精密的实验室设备。迄今为止,只有 3 口井显示出有意义的示踪剂浓度量。当展现出气体在油藏内更为全面的运动情况时,这些数据将用于气体波及模型预测气体的运动,而且有望预测出未波及到的低气油比的含油地区。这项数据还将用于目前的多组分三维模型研究。

6.2 肖兹克立克挥发油油田—低渗透砂岩挥发油藏

美国肖兹克立克油田(Shoats Creek)位于路易斯安那州碧里格郡的最西面,发现于 1956 年。油田的库克菲特砂层有 3 个油层,埋藏深度为 2438.4~2743.2m。上面两层是凝析气藏,最下面第五库克菲特层是挥发性油藏。对原油进行测试时发现,在油藏温度和油藏压力较高的情况下,与干气接触时,有相当大体积的原油被汽化。进一步研究得出结论认为,第五库克菲特层早期采用汽化驱的方案要比其他开采方法经济上优越得多。1958 年末,油层开始采用高压注气驱的方法,并取得了较好的开发效果。

6.2.1 地质概况

肖兹克立克油田的第五库克菲特层是由薄层、多泥质低渗透砂岩组成。原油聚集受背斜圈闭控制,北面和西面以断层为界,南面以油水接触面为界。油层产油面积 6.27km²,平均埋藏深度为 2743.2m。净砂层剖面很薄,最大厚度 3m,平均厚度 1.7m(图 6-10、图 6-11)。原油地面比重为 0.7796,饱和压力为 24.3MPa,原始油藏压力为 32.3MPa,地饱压差 8.0MPa,在原始状态下原油为高度不饱和。油藏数据及油藏流体数据分别见表 6-3 和表 6-4 所示。

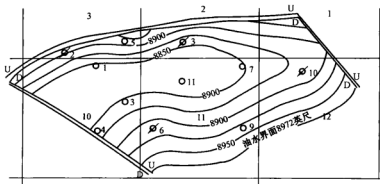


图 6-10 第五库克菲特砂层顶部构造图

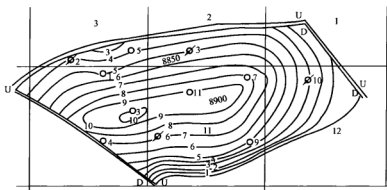


图 6-11 第五库克菲特砂层纯产油砂层等厚图

表 6-3 油藏基本参数

油水界面(海平面以下),m	2734.70
含油面积,km ²	6.27
平均油层有效厚度,m	1.7
孔隙度,%	27.3
束缚水饱和度,%	44.0
平均空气渗透率,mD	35
原始油藏压力,MPa	32.3
原始油藏温度,℃	96

表 6-4 油藏流体数据

地面原油相对密度	0.7796
饱和压力,MPa	24.2
差异体积系数	
32.3MPa	1.9610
31.3MPa,不饱和	1.9761
31.3MPa,饱和	1.6530
24.2MPa	2.0322
闪蒸体积系数	
24.2MPa	1.88
31.3MPa,不饱和	1.83
Pa,饱和	2.40
溶解气/油比,差异脱气	
24.2MPa	1966
31.3MPa,饱和	2852
溶解气/油比,闪蒸	
24.2MPa	1477
31.3MPa,饱和	2440
31.3MPa,不饱和	1427

6.2.2 开采动态

由于第五库克非特砂层薄且储层性质差,故采用稀井网进行开发。1956—1961 年在此油层中共完井 11 口,平均井网密度为 $56.7 \times 10^4 \text{ km}^2$,在第二和第五库克非特层之间,大多数油井均采用双管完井。第五库克非特层生产井的平均初产油量为 $20.1 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

油田动态表明,注气方案开始时油藏压力接近于饱和压力。在实验室工作开始以前就决定,气化方案应该在较高的压力下进行。认为增高压力可以改善气化作用,而且由于砂层渗透率低,需要高的压力来保持适当的油井产量。为了使提高的极限压力不超过地层破裂压力这个值,故选择了 31 MPa 。

1958 年 12 月开始对第五库克非特层注气。最早的注气井是 8 号井,后来增加到 6 井、2 井和 10 井,形成边部注气方式。由于第五库克非特层的构造高差不大,将注入井布在油藏的构造高部位似乎没有多大优点。所以,在开发方案中,布注入井的位置考虑了平面位置而不考虑构造位置。图 6-12 为第五库克非特层的采油和注气动态。油藏注入气的组成在整个开发期间是相当均匀的,其数据列于表 6-5。

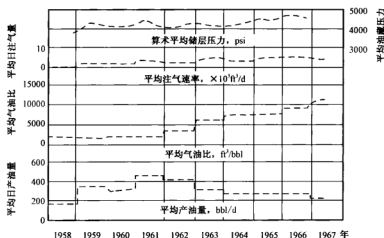


图 6-12 第五库克非特注气方案动态曲线

表 6-5 用于第五库克非特注入方案的注入气体烃类组分

组成	分子量百分数	加仑/千立方英尺
甲烷	86.62	—
乙烷	7.35	—
丙烷	4.01	0.128
异丁烷	0.71	0.237
正丁烷	0.84	0.271
异戊烷	0.21	0.078
正戊烷	0.12	0.044
己烷	0.14	0.061
庚烷以上	—	—
	100	1.819
15.5℃时气体相对密度	0.6651	

在注气方案的早期几年中,保持日注入量使油藏压力保持在 29MPa 以上。自 1965 年起日注入量增加到产出量的 150%,油藏压力增到 32.4MPa。1961 年原油产量达到高峰,日产原油 68.4m³,以后逐年递减到 1964 年的 39.4m³/d。以后由于油藏压力的提高使油井产能基本上保持在此水平(图 6-12)。1962 年油井首次见到注入气,一年内平均气油比升高到了 1069m³/m³。3 年后,气油比上升到 1247m³/m³。然后又上升到 4275m³/m³ 的气油比高峰。实验室蒸发实验研究表明,其平均气油比 1318m³/m³ 是原油和注入气第一次接触时汽化所形成的,这也被各井的动态所证实(图 6-12)。原来的生产井仍然在采油,气油比变化范围由最低 1265m³/m³(11 井)到最高 3295m³/m³(7 井)。

将注入单元结合气油比动态与用实验室测定数据预测的动态相比较,以确定开发单元的体积驱替效率。假定油藏动态与实验室蒸发试验的步骤完全相似和油藏被驱替的部分是孤立的。图 6-13 是假定驱替效率为 25% 和 50% 的累积注气量与气油比的关系曲线。曲线上的三个高气油比台阶与实验室蒸发试验中原油和注入气三次接触的闪蒸计算所确定的一样。图 6-13 还表示实际注气史,这个动态曲线与 50% 驱替效率的理论曲线能较好地符合。当注气使油藏压力增高时,曲线开始偏高。实际气油比历史和按 50% 驱替效率计算的理论动态相当符合。由此可得,注气开采总油藏孔隙体积的体积驱替效率为 50%,在波及面积内的采出量大致为原始波及面积原油地质储量的 60% 左右,等于全部油藏原始原油地质储量的 30%。考虑到砂层渗透率低,估算油田用一次方法开采不到原始原油地质储量的 20%。

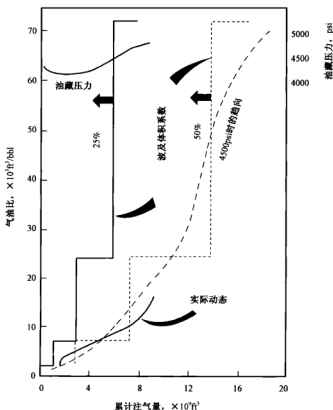


图 6-13 理论和实际的气油比—注气量动态

6.3 雷来—哈斯顿挥发油藏

6.3.1 油藏地质概况

雷来—哈斯顿油藏(Raleigh/Hosston)是一个相对比较小的穹隆背斜构造,被两条主要断层分隔为一个地堑,构成一个东翼区和一个西翼区,这里讨论的雷来油田的开发单元仅限于构造的东翼区。东翼区被一条主要断层与地堑分开,断层倾角为 60° ,断距大约为150m。油气主要聚积在白垩系罗特莎(Rodessa)组、品爱伦(Pine Island)组、贝利(Bailey)和哈斯顿(Hosston)组的许多小层中。主要含油砂层是3688m、3719m和3840m的哈斯顿砂层。

3840m砂层由上、下两个层段组成。其中上层段由两个薄而致密的透镜状砂岩体组成。虽然在一些油井中射开了这些透镜体砂岩,但在注入井中并不存在,所以在注气方案中认为他们是无效的。3840m砂层的下层段是由平均厚度为5.5m,面积为 3.286km^2 的产油砂岩组成。

6.3.2 储层及流体性质

大多数井用金刚石钻头钻取了坚硬的哈斯顿产层的岩心。有效砂层厚度81%长度的岩心作了岩样分析,精确地确定了油藏基本数据。油藏基本数据见表6-6所示。3840m砂层下部层段的岩样,在地面条件下算术平均孔隙度为12%。根据实验室岩样测试(在这些测试中,岩样经过内外压力载荷),其计算出的地下平均孔隙度为10.35%。

表6-6 3840m哈斯顿砂层油藏基本数据

项 目	A 岩层性质		
	产油层	过渡带	合计
岩样数目(剖面的81.1%)	320	177	497
砂层体积, 10^4m^3	1852	1373	3225
平均渗透率,mD	34.0	49.3	40.7
渗透率中值,mD	3.0	6.1	3.7
岩样孔隙度(小数)	0.12	0.1175	0.1189
计算地下孔隙度(小数)	0.1049	0.1015	0.1035
计算地下含水饱和度(小数)	0.423	0.661	0.524
计算地下含油饱和度(小数)	0.577	0.339	0.476
单位孔隙体积含烃量($10^{-4}\text{m}^3/\text{m}^3$)	605.6	344.4	494.4
烃类占据的孔隙体积, m^3	112166	472669	1594324
原始原油地质储量, m^3	647873	272663	920536
孔隙体积压缩系数, MPa^{-1}	6.67×10^{-4}		6.67×10^{-4}
项 目	B 油藏环境		
基准面,m	-3749		
温度, $^{\circ}\text{C}$	125		
原始压力,MPa	39.87		
饱和压力,MPa	27.31		

项 目	C 油藏流体特征
原始压力下原油体积系数, m^3/m^3	1.731
饱和压力下原油体积系数, m^3/m^3	1.836
溶解气油比, m^3/m^3	215.3
地面原油比重	0.799
分离器气体比重	0.942
饱和压力下原油黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$	0.093
地层水矿化度, $\times 10^{-6}$	283700
地层水密度, g/cm^3	1.2395
平均原油压缩系数, MPa^{-1}	34.23×10^{-4} (27.31 ~ 39.87 MPa)
平均水的压缩系数, MPa^{-1}	5.08×10^{-4} (27.31 ~ 39.87 MPa)

尽管岩样的平均渗透率为 40.7mD, 但渗透率中值只有 3.7mD。因为大部分岩样是致密的, 毛细管压力测定表明, 该油藏具有很高的含水饱和度。相对渗透率数据表明, 在水驱和气驱之后, 其残余油饱和度仍然很高。由此得出结论, 如果采用非混相驱方法, 在原始含油饱和度低于孔隙体积的 40% 时, 原油基本上是不流动的。

电测曲线和岩心分析表明, 在油藏的底部和边缘附近地区有一个产水的过渡带。在横剖面上把微电极测井分层状况和取心的有效井段逐米地进行对比。从不同高度上的渗透率与含水饱和度关系曲线确定出, 计算的含水饱和度不到 60% 的砂层, 全部都认为是可以产油的。某砂层变成不产油时的高度即为过渡带的顶部。详细确定了整个油藏的过渡带之后, 得到了如下结果, 这个非生产层段的平均厚度为 4.6m。然后把过渡带从油层有效厚度等值图中扣除出去, 就得到了一幅产油砂层等厚图。根据体积分析, 该产油层原始含油 647873m^3 , 而非产油层段的过渡带中含有 272663m^3 的原油。表 6-7 列出了 3840m 砂层组的油藏原始流体组成和注入气体的组成。

表 6-7 3840m 哈斯顿砂层油藏流体及注入气组成

组分	油藏流体样品, % (摩尔)	分离器气体样品, % (摩尔)	注入气体样品, % (摩尔)
N_2	0.51	—	3.53
CO_2	1.19	2.00	1.89
C_1	45.21	81.98	88.20
C_2	7.09	8.47	3.09
C_3	4.61	4.00	1.66
IC_4	1.69	0.96	0.45
NC_4	2.81	0.39	0.68
IC_5	1.55	0.45	0.20
NC_5	2.01	0.38	0.19
C_6	4.42	0.25	0.08
C_7+	28.91	0.12	0.03
C_7+ 分子量	190.00		
C_7+ 比重	0.8142		
gal/m^3		0.0833	0.0367

6.3.3 油藏早期生产动态

在 3840m 砂层中早期完成的生产井都是高产能井,1959 年 6 月共有 11 口井达到了高峰产量,日产油量为 272m^3 。1959 年 9 月虽然在这个砂层中又多完井了 4 口生产井,但其日产油量已经降到了 172m^3 。油层压力下降了 15.66MPa ,从而使得油管压力和油井产量大幅度降低。

到 1959 年 9 月 1 日,油层静压力已从 39.87MPa 下降到 24.21MPa ,此时累积产油量为 78514m^3 和累积产水量 2376m^3 。物质平衡及水侵入的计算表明,在现有压力连通作用下的原油共有 $68.36 \times 10^4\text{m}^3$ 原始地质储量。虽然这个大致证实了体积分析求出的可从产油砂层得到 $64.71 \times 10^4\text{m}^3$ 原油,但据推断,过渡带中的原油数量并不象体积法求出的那么多,是可以忽略不计的。在此期间,计算进入油层中的水侵量为 4848m^3 。

到 1959 年 9 月 1 日为止的 6 个月中,平均日产油量为 420m^3 ,水的平均日侵入量为 170m^3 。因此,油层压力下降了 8.19MPa ,接近饱和压力 27.31MPa 。由此可以得出,如果要使油层压力保持在饱和压力以上,并且产出设计的产油量,就必须向油藏注入某种流体。

选择注气保持油藏压力的理由是:① 由实验室岩心试验表明,注气开采可以获得较高的采收率;② 有足够的油田产出气来满足注气方案所需要的最大供气量;③ 边缘油井总产液能力的大幅度下降是由于油井出水而产生的;④ 注气可以减轻从产层表面算起的井筒液柱的重量,并可以提供较低的井间压力梯度,从而使油井保持很长的自喷生产期,由此减少人工举升的需要;⑤ 已有的高压气处理装置对注气和气举都适用。

6.3.4 注气后油藏生产动态

3840m 砂层于 1960 年 2 月 4 日开始注气,在 1 个月之内邻近油井的油管压力开始上升。此后不久这些井的产油量和气油比开始增加。为了便于说明油藏的特征,把油藏分为 4 个区块,从注入井向外逐个井排之间的面积作为 I、II、III 区块。表 6-8 表示了分区块的油藏特征。

表 6-8 3840m 哈斯顿砂层组各区块的油藏特征

区块	井数	面积, 10^4m^2	体积, 10^4m^3	1960 年 2 月 4 日开始注气, m^3		1965 年 2 月 1 日开始注气, m^3	
				日产油	累积产油	日产油	注气增产油量
I	5	35.6	410.3	80.77	61660	0.00	54979
II	5	73.7	610.5	9.54	37229	17.81	89562
III	9	103.2	575.9	28.62	4364	78.70	91654
IV	0	116.1	254.9	0.00	0	0.00	0
总计	19	328.6	1851.6	118.93	103254	96.51	236013

注气开始之后, I 区块产油量停止下降,直到油井出现高气油比之前仍保持稳产。可是在 II 区块中,1960 年 3 月产油量达到日产低于 3m^3 ,直到 1960 年后半年还没有反应,那时产量似乎开始增加。1961 年, II 区块产油量有相当的增加,10 月达到日产油 97.78m^3 。直到气油比增加之前产量是稳定的,但有限的集气能力使产油量下降。III 区块中,注气之前由于压力下降和边水推进,使生产井变成商业边缘井或非商业性的井,只有一口井例外。1962 年 2 月 III 区块日产量降到 12.24m^3 。1962 年下半年 III 区块中的油井开始表现出产能提高,1964 年 2 月这

个区块中的 7 口井日产油 129.89m^3 。油井动态显著改善的一个例子是派克 1 号井。这口井原来于 1953 年 3 月完成,属于非商业性井。1963 年 12 月间,它平均日产油 39.43m^3 。到 1965 年 1 月派克 1 号井已经从 3840m 砂层采油 21031m^3 。Ⅲ区块的其他井表现出相同的特点。由于把油藏分为这些区块,我们能够表示出在全部砂层产量曲线上看出来的增产和前缘的特点。

6.3.5 注气后的油藏及流体特征

6.3.5.1 油藏特征

图 6-14 表示了由物质平衡法计算得到的在不同波及系数和不同时间下位于前缘后面的气体饱和度。所用的波及系数是在推进前缘后面波及到的孔隙体积的百分数。在 3840m 砂层中,假如推进前缘的后面气体饱和度保持常数不变,波及系数是增加的。相反,如果波及系数是固定不变的,那么前缘后面的平均气体饱和度必须是增高的。同样在图 6-14 中表示的前缘后面的平均气体饱和度,是根据 Wyllie 等人用于胶结砂岩计算的相对渗透度数据,按 Buckley Leverett 式气驱计算法得到的。这些相对渗透率数据表表明了很有利的结果。假设没有重力影响,推进前缘后面的 S_g 等于 34.4%。从物质平衡法计算对气体饱和度的解释表明,饱和度确实至少有这样高并仍然在增产。

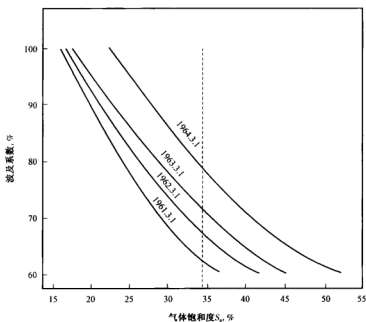


图 6-14 波及系数和平均气体饱和度的变化

虚线是根据分流式计算法 (Buckley - Leverett) 的气体推进前缘后面的平均饱和度的计算值,实线是根据观察的油藏动态用物质平衡法的计算结果

图 6-15 表示气体推进砂层中被气驱出的油量,已经从 1961 年 3 月 1 日为原油地质储量的 42% 增加到 1964 年 3 月的 56%,波及系数假定为 60%。这表现出气体前缘后面的采收率增加了 31%。显然,在整个方案年限中驱油过程的效率是提高了。根据前缘后面采收率增加的幅度,以及随着气油比增加原油比重变重,表明有质量转换的效果。

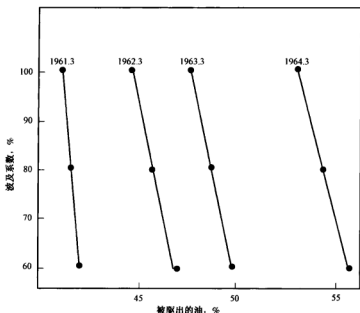


图 6-15 气侵砂层中被气驱出的油藏

到 1964 年 3 月 1 日产出原油 303369m³, 计算由水推进驱替的原油 61086m³, 1453m³ 是由于产油砂层中压力降落引起膨胀所产生的, 240830m³ 是由于注气所产生的。

过渡段中的一些不动油的压力上应该是敏感的。但是, 因为可动的流体是水, 过渡段表现为具较高压缩性的底部水体, 在这个范围内考虑了它对产油段的影响。在降压期间如果压力降到 18.62MPa 以下, 可以从过渡段中采出一些释放出的气体。

6.3.5.2 流体特征

图 6-16 表示了注入气如何稀释原始油藏产出物的各个烃类组分, 所表示的每条曲线是于 1964 年 6 月进行的不同气油比的油井试井中分离器混合分析所确定的。数据表明发生着注入气的富化。最下面的曲线, 从一口气油比 879m³/m³ 的油井取得的, 表明在生产井流体中的甲烷数量为注入气的 69%, 正丁烷数量只是注入气的 51%。另一方面, 在一口生产气油比 5066m³/m³ 的油井中, 甲烷数量为注入气的 93%, 而正戊烷数量为注入气的 87%。这意味着在低气油比中, 由质量转换造成的中间产品的百分数要比高气油比时的高。

6.3.6 原油采收率

据估算, 用一次采油 (枯竭式开采) 方式能从 3840m 砂层中采出 28.62×10^4 m³ 原油, 或采收率为原始地质储量的 31.9%。原来用 Stiles 方程估算了注气采收率, 其中有一个开发单元使用了 95% 的原始储量的采收率值。这是由于在实验室中从充砂模型驱替出了 95% 的 3840m 产层的流体。在驱替过程中, 共注入了 1.1 孔隙体积的高压分离器气 (在 37.23MPa 和 125.6℃下)。Stiles 型计算表明, 到 1969 年末, 从 3840m 砂层总共能采出 32.27×10^4 m³ 原油或采收率为 49.8% 的原始地质储量。很明显, 油藏气驱动态要比用这个方法所算出的动态有利得多。1965 年 2 月 1 日, 从 3840m 砂层中采出的油量已经达到 339267m, 平均日产油量为

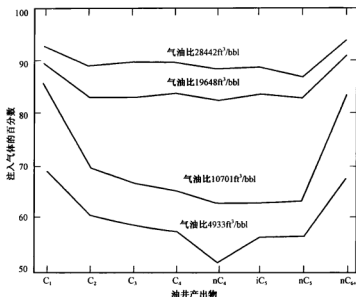


图 6-16 从分离器重新混合分析观察到的不同的生产气油比时,各个组分为注入气体的百分数

96.5m。这说明注气开采将比用一次采油(枯竭式)所估算的最终开采量多 132584m 原油。到 1965 年 2 月 1 日,其他流体的累积产量是:累积采出气量为 $2.29 \times 10^8 \text{ m}^3$;累积注入气量为 $2.92 \times 10^8 \text{ m}^3$;累积产水量为 131237m。

应用以前讨论的方法时,估算产层的原始储量是 $64.71 \times 10^4 \text{ m}^3$,当气驱接近结束时,已经采出了 50% 以上的石油,还有大量的石油尚待开采。此外,在注气开采下,除了可以得到高原油采收率外,还可将溶解气储藏起来。因此,大部分采出的溶解气将用于其他保持压力的工程,最后还可出售。与溶解气伴生的是凝析油。这一部分凝析油可以采出来,并且通过物质转换把增加的中间组分加到产出液体中卖掉。其中更多的凝析油补带注入气中。据估算,3840m 产层在原始状态下的溶解气中含有大约为 44039 m^3 丙烷及重组分。因此,地下原始状态下总流体可采出量为 691913 m^3 。

从 3840m 砂层采出的油量是均匀分布的,已经把在某一区块中的油井的采油量和原来归于该区块产油砂层中的原油数量之间进行了比较。从第一排油井采出的油量等于 I 区块原始原油地质储量的 82%。从第二排油井采出的油量等于 II 区块原始原油地质储量的 75%。同样,从第三排油井采出的油量等于 III 区块原始原油地质储量的 91%。对于一个较小的油藏来说,不同井排是分不清楚的,在不同区块中的采收率大小是相同数量级的。

采出量这样均匀的理由之一是,在所有各区块中油藏被气所扫过的程度不是相同的。从第二排和第三排油井已经生产到与第一排油井相同的气油比界限,靠外面的区块已经证明采收率逐区块提高。例如最后一排油井,预期采出量中有从内部井排驱替过来而没有被该处的油井截住的原油。而且,由边水驱来的相对更多的原油会从外面井排上的油井中采出来。

1966 年 3 月 1 日以后油层压力下降。因为其他油田需要气体,油田用于这个油藏保持压力的游离气不足,其结果是油井产油能力下降。个别井的产油量下降到经济界限以下,由于气油比增长而进行了限制。

1966 年 3 月 1 日之前, I 区块所有 5 口油井和 II 区块 5 口井中的 3 口井已经达到高气油

比(在 $890.5\text{m}^3/\text{m}^3$ 以上)。其余 11 口井,只有 1 口井达到高气油比,4 口井少量气或还没有见到注入气,其余 6 口井达到最大气油比的范围只有 $1603 \sim 6768\text{m}^3/\text{m}^3$,平均约 3918m^3 。

6.4 贾伊—小埃斯卡姆比溪挥发油藏

贾伊—小埃斯卡姆比溪油藏(Jay-Little Escambia creek)是一个深层碳酸盐岩挥发油藏。该油藏位于美国佛罗里达州西北部,为一东南倾的鼻状构造。构造上倾部位由相变控制,属于构造—岩性复合圈闭油藏。主要产层为侏罗系上斯迈克弗(Smackover)组的碳酸盐岩地层。

该油藏于 1970 年 6 月发现,同年 12 月开始生产,1972 年全面投入开发。共钻开发井 139 口,其中有 13 口干井,37 口加密井。该油藏含油面积为 58.34km^2 ,原始地质储量为 $8973.6 \times 10^4\text{t}$ 。储层埋藏深度为 4693.9m,油水界面深度为 4718.3m。该油藏储层平均有效厚度为 30m 左右,平均孔隙度为 14%,平均渗透率为 35mD。

该油藏开发可划分成 3 个阶段,即一次采油阶段,二次采油阶段和三次采油阶段。一次采油阶段,先为弹性驱,后是溶解气驱,估计一次采油最终采收率为原始地质储量的 17%;二次采油阶段为注水开发阶段,年采油速度为 5.3%,预计二次采油最终采收率可达到 48%;三次采油阶段为气、水交替注入混相驱阶段,估计三次采油最终采收率可达到 60%。到 1984 年底,已累计产油 $4569.2 \times 10^4\text{t}$,采出程度为 50.9%,平均年采油速度达到了 3.5%。据估计最终采收率为原始地质储量的 58%。

该油藏特别重视取心工作,在油田开发过程中所有井都取了心,取得了准确的第一手资料,并做了大量的分析研究工作,这对阐明油藏纵横向物性变化提供了物质基础。在开发过程中有效地采取了动态监测和打加密井等措施,改善了开发效果。该油藏在油藏管理和提高采收率方面都是做得很好的一个典型挥发油藏开发实例。

6.4.1 油藏地质特征

该油田在亚拉巴马州莫比尔城以东 96km,佛罗里达州彭萨科拉城以北 56km。油田为一向东南向倾伏的鼻状构造,构造长轴为东北—西南走向,长 12.8km,宽 6.4km,含油面积 58.34km^2 。构造西翼储层倾角 $1^\circ \sim 2^\circ$,东翼倾角较陡为 $7^\circ \sim 8^\circ$,并且储层向下滚动进入区域性大断层。储层北端孔隙性白云岩突变成致密灰岩,受岩性封闭;东、西翼及南端受边水侵托,原始油水界面位于海拔 -4718.3m。

油田产层为斯迈克弗白云岩和诺弗布特(Norpbet)砂层,大约油田的 90% 储量集中在斯迈克弗白云岩上部。斯迈克弗产层顶部位于海拔 -4602.5m,沿构造长轴高部位地区产层厚度大,总厚度 107m,而西翼和南翼产层变薄、渗透率低,并且夹有致密灰岩层。根据大量的取心资料,产层呈层状分布,高、低渗透层和致密白云岩层分布都很稳定,有利于阻止流体垂向运动。总的来说,在长轴方向上产层连续性好,这一特征对选择二次采油井网有很大影响。

在油田开发过程中,对 120 口井进行了常规取心,取心进尺 8534.4m,岩心收获率 82%。根据取心资料分析,斯迈克弗产层上部为块状白云岩,产层分为 A、B、C、D、E 和 F 6 个层;每个层又可细分为许多小层,总共划分出 18 个小层。总共对 7010m 岩心作了孔隙度和渗透率等常规分析,并且在每口井中未取上岩心的井段又进行了孔隙度测井;总共在 102 口井中进行了 291 次孔隙度测井和 100 次电阻率测井,岩心确定的孔隙度与测井曲线有良好的一致性。根据大量岩心分析,斯迈克弗产层平均孔隙度为 14%,平均渗透率 35mD,平均束缚水饱和度 12.7%。根据孔隙度 8%、渗透度 1.0mD 的舍取标准,确定产层有效厚度为 30m。

产层内含有高度未饱和原油,原始地层压力为 55.19MPa,而饱和压力只有 19.89MPa。在原始条件下,原油溶解气油比为 $322\text{m}^3/\text{m}^3$,地层体积系数为 1.76,原油黏度 $0.18\text{mPa}\cdot\text{s}$,而在饱和压力下,原油黏度只有 $0.12\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。这表明油田适于采用注水进行二次采油。

室内研究表明,在 25.3MPa 压力下,产层原油与天然气、烟道气和二氧化碳气混相,表明油田适于混相驱进行三次采油。表 6-9 列出了油田储层及流体主要物性数据。

表 6-9 贾伊—小埃斯卡姆比溪油藏储层及流体主要物性数据表

孔隙度, %	14.0
渗透率, mD	35.0
束缚水饱和度, %	12.7
原油地层体积系数, m^3/m^3	1.76
氮气地层体积系数, $\text{m}^3/10^3\text{m}^3$	3.076
原油黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$	0.18
氮气黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$	0.03
原油相对密度	0.7753
溶解气油比, m^3/m^3	322
油水流量比	0.33
氮气/原油混相压力, MPa	25.3
深度, m	-4693.9
原始地层压力, MPa	55.16
饱和压力, MPa	19.89
储层温度, $^{\circ}\text{C}$	140.56
含油面积, km^2	58.34
有效厚度, m	30.0
原始油水界面, m	-4718.3
原始原油地质储量, $\times 10^4\text{t}$	8973.6

6.4.2 油田开发状况

该油田于 1970 年 6 月发现,同年 12 月开始生产,1972 年全面投入开发。到 1974 年初,共钻井 102 口,其中 89 口为生产井,13 口为干井,每口井的平均日产油量为 120t。从油层压力和产量关系看,一次采油在饱和压力点以前为油层流体和岩石弹性驱,以后为溶解气驱,估计一次采油的最终采收率为 17%。由于靠天然能量开采,油层压力迅速下降。为了合理开发油田,1974 年 3 月 1 日,参加开发的 150 家公司和 1100 家土地主达成协议实行联营,4 天之后就开始注水。注水井 27 口,共 5 个注水井排,注入压力约为 35MPa,日注水量约 $1.59 \times 10^4\text{m}^3$ 。到 1980 年 7 月 1 日,日注水量为 $3.98 \times 10^4\text{m}^3$,累积注水量为 $7568 \times 10^4\text{m}^3$,日产油量为 $1.25 \times 10^4\text{t}$,累积产油量为 $3800 \times 10^4\text{t}$,采出地质储量的 38.2%,采出可采储量的 80.3%,预计二次采油的最终采收率可达 48%。

由于该油藏原油极易与甲烷、氮气和二氧化碳混相,并在注水开发后,还有 $4860 \times 10^4\text{t}$ 的油未采出来,于是在 1980 年 12 月,首次在两口注入井中进行注甲烷的试验。但考虑到甲烷的

来源和经济价值,从1981年12月起,交替注入氮气和水。日注气量为 $171 \times 10^4 \text{ m}^3$,日注水量为 $2.7 \times 10^4 \text{ m}^3$,直到注入的水和氮气的体积为烃类孔隙体积的20%时为止。到1984年中期,注入混相气体积为设计的烃类孔隙体积(20%)的2.9%。三次采油增加的采油量为 $640 \times 10^4 \text{ t}$,约占原始地质储量的6.5%。目前预测的总采油量为 $5800 \times 10^4 \text{ t}$,占原始地质储量的58%。

该油田为了稳产高产还采取了钻加密井措施,1977年到1984年中期,共钻加密井37口,平均井网密度由每井 0.65 km^2 降到每井 0.45 km^2 。目前,加密井日产油量为2360t,总产油量为 $1040 \times 10^4 \text{ t}$ 。

该油田特别重视取全取准第一手资料,全油田实现口口取心(包括加密井),岩心收获率平均为82%,并在此基础上做了大量的分析研究和数值模拟计算。因而,对进行井下作业合理采取措施、提高开发效果,起到了很好的作用。油藏各阶段生产情况见表6-10、表6-11、表6-12所示。

表6-10 贾伊一小埃斯卡姆比溪油藏增产措施效果

增产措施	采出油量, $\times 10^4 \text{ t}$	占原始地质储量, %
打加密井	936.8	10.4
修井	135.6	1.0
平衡注水	86.3	1.0
降低井口压力	12.3	0.1
合计	1171.0	13

表6-11 贾伊一小埃斯卡姆比溪油藏一、二、三次采油开采数据表

开发阶段	时间	阶段末地层压力 MPa	采油量, $\times 10^4 \text{ t}$		采出程度, %	
			阶段	累计	阶段	累计
一次采油	1970.12—1974.3	34.45	650	650	7.2	7.2
二次采油	1974.3—1981.11	48.16	3304	3954	36.8	44.1
三次采油	1981.12—1984.12	50.43	615.2	4569.2	6.8	50.9

注:1984年3年数据,采油量数据包括注水采油量。

表6-12 贾伊一小埃斯卡姆比溪油藏历年开采数据

年份	井数 口	平均单井日产 t	年产油 $\times 10^4 \text{ t}$	采油速度 %	累计采油量 $\times 10^4 \text{ t}$	采出程度 %
1970	4	—	0.09	—	0.09	
1971	16	—	10.92	0.1	11.01	
1972	70	64	163.07	1.8	1774.08	
1973	86	118	371.48	4.1	545.56	
1974	86	133	418.03	4.7	963.59	
1975	60	191	418.03	4.7	1381.7	15.4
1976	55	228	457.53	5.1	1839.23	
1977	76	169	467.95	5.2	2307.18	
1978	60	219	479.78	5.3	2786.96	

续表

年份	井数 口	平均单井日产 t	年产油 $\times 10^4 \text{t}$	采油速度 %	累计采油量 $\times 10^4 \text{t}$	采出程度 %
1979	73	180	480.44	5.4	3267.4	
1980	67	155	381.20	4.2	3648.6	40.7
1981	69	132	332.80	3.7	3981.4	
1982	69	99	250.55	2.8	4231.95	
1983	67	80	196.10	2.2	4428.05	
1984	67	58	141.15	1.6	4569.2	50.9

6.4.3 油田开发特点

贾伊—小埃斯卡姆比溪油田是一个碳酸盐岩油田,其开发难度较大,但由于一发现就重视取心,并进行各种试验、模拟计算,在取得大量资料的基础上,实施开发方案,取得了很好的效果,被认为是代表美国 20 世纪 70 年代开发水平的油田之一。

贾伊—小埃斯卡姆比溪油田开发过程可分为三个阶段,即一次采油阶段、二次采油阶段和三次采油阶段。整个开发过程中的生产动态见图 6-17 和表 6-12。

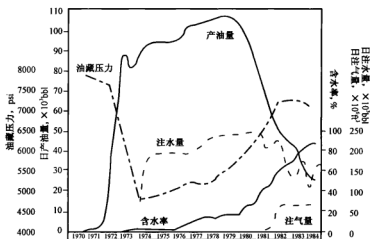


图 6-17 贾伊—小埃斯卡姆比亚溪油田生产动态

6.4.3.1 一次采油阶段

该油田自发现之日起到 1974 年初为一次采油阶段。在该阶段内,先为油层流体和岩石弹性驱,后是溶解气驱。所钻的 102 口井中,大多数采用油管生产,平均井网密度为 $0.65 \text{km}^2/\text{井}$,平均日产油量为 120t。

油田开发早期,各公司互相竞争,油田允许定额产量按钻井矿区面积和油井生产额定产量的能力进行分配。有很多口井需要打开一部分油层,就可以按额定产量生产。

该油田在靠天然能量(弹性驱与溶解气驱)开采时,油层压力由原来的 55.2MPa 降到 34.5MPa(图 6-17),估计一次采油的采收率仅为原始地质储量的 17%。

6.4.3.2 二次采油阶段

该油田自1974年初到1980年底为注水开发阶段,即二次采油阶段。

1971年中开始研究二次采油方案,共研究了注水、碳酸水、天然气、烟道气以及二氧化碳和水交替注入方案。研究表明,在35.15MPa和140.56℃时,油水流动比只有0.2,因此选择了注水进行二次采油。

为了选择最佳注水方式,共研究了四种注水方式:边缘注水、五点法注水、3:1交错行列和混合注水。并对各种注水方式下的注水能力进行了研究。最后确定采用3:1交错行列注水,因为它的采油量最高,经济效果最好。此外,此注水方式易于调整水线推进,产水量低。同时,将中间井排上的采油井改为注水井就可转为五点法注水,因此是比较灵活的注水方式。

为了合理开发油田,1974年3月5日开始注水。注水开采期间有注水井35口,共5个注水井排。注水泵压35MPa,平均日注水量为1.59。到1974年底,日注水量达到 $3.18 \times 10^4 \text{ m}^3$,在当年日注水量达到 $2.86 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时,累积注采量已达到平衡。因此,注水一年后,地层压力从注水前的34.5MPa上升到34.7MPa。1978年7月1日,压力已回升到36.9MPa,产量也开始上升,平均单井日产油量超过原设计120t的指标,达到180t。全油田日产油量为 $1.26 \times 10^4 \text{ t}$,年采油速度为5.3%。由于加强了注水,发现油井见水比预料的快得多,于是在1977年5月开始钻加密井,到1979年10月钻完17口(生产井14口,注水井3口),到1980年7月1日,压力回升到40.4MPa,累积采油约 $3800 \times 10^4 \text{ t}$,采出地质储量的38.2%,采出可采储量的80.3%,预计二次采油的最终采收率可达48%。

埃克森石油公司根据74口井油层资料建立了二维油藏模型。通过对比评价,选择了两排注水井夹三排生产井(基本是三角形井网),横切割行列注水、注水井排与沉积方向垂直,产油量和潜在的经济效益都比边缘、五点法注水方式好,在选择注水井别上反九点法灵活。

为了增加注水井吸水能力,每口井都射开全部油层,分三段进行酸化压裂,以使各射孔井段间形成连通的纵向裂缝,提高纵向驱油效率,两天后用井温测井和噪音测井评价。

注水井处理后,马上对生产井进行处理,也企图全部射孔打开油层。对渗透率小于15mD的井段进行酸化,但不进行压裂,这样就有一种控制见水后产水量的灵活性。

用二维平面油藏模型精确地预测了井和油藏的注入能力及生产能力。预测是成功的,油层压力回升,产量增加。

一次采油时,只需打开部分产层就足以完成额定产量。在联合开发生效后,安排了一个修井计划,把注采井的产层全部打开,以便分层同注。由于斯迈克弗组是一个层系多的厚层,而且各层和渗透性相并悬殊,所以需要采用特殊的修井和完井技术,才能使低渗透层有效地发挥作用。

分析注水动态认为,该油藏水驱油面积为70%~75%,垂向波及系数为70%,波及体积为50%左右。

6.4.3.3 三次采油阶段

实行联合开发方案后,尽管通过注水已采出原始地质储量的48%,但预计还有 $4860 \times 10^4 \text{ t}$ 的油难以采出,于是1977年底开始研究三次采油方法。由于该油藏具有理想的混相驱条件,即原油在油藏条件下极易与氮气、甲烷气和二氧化碳混相,在1980年7月提出了在该油田进行混相驱试验的方案。同年12月,首先在两口注入井中进行注入甲烷的试验。试验表明,甲烷与水杨以混相气流的形式注入。后开始进行注入甲烷的矿场试验。

但在 1981 年 12 月,当高压压缩设备投入使用后,并考虑到甲烷的来源和注入成本等经济问题,所以又选择氮气作为主要的注入气体。此时,在注入井中开始交替注入水和高压氮气,直到注入的气体的体积为烃类孔隙体积的 20% 为止。计划先注入混相气和水 15 年,然后再单独注水 8 年,直到油藏枯竭为止。

目前,在气水交替注入方案中,全油田日注气量为 $171 \times 10^4 \text{ m}^3$,日注水量为 $2.7 \times 10^4 \text{ m}^3$,注入比为 4。由于二次采油期间的注水动态表明,采用 3:1 的交错行列注水方式是成功的,因此,三次采油期间还将继续采取这一方式,井网密度为 $0.45 \text{ km}^2/\text{井}$ 。目前,氮气—水交替注入试验只是在油田主要产区的中心地带的 21 口注入井(全油田共 37 口注入井)中进行的。

实际油田动态表明,1982 年 12 月,全油田注入的气体的体积达到 1.2% 烃类孔隙体积后,气体首次在一口生产井(30-1B)中出现突破。其他 13 口生产井(全油田现有 67 口生产井)的氮气含量也升高,这些井所注入的气体的体积为 1.8% ~ 4.7% 烃类孔隙体积。

根据二维模拟分析结果来看,有两口井(30-1B 和 43-2)有过早地出现突破的现象,而其他十几口井气体突破的时间与预测的相吻合。随着气体的注入,其波及效率似乎比预测的还要好,其中一口井(6-1)已见到明显效果。在一个月內,含水率从 93% 降至 48%,日产量由 4.8t 增加到峰值 356t。到 1984 年中期,这 14 口井总的增产的油量为 $27.4 \times 10^4 \text{ t}$,但其他一些生产井例外。此外,还由于油藏压力回升或注气见到效果,有 34 口保持生产。

整个油田的生产动态表明,注气已见到效果。1981 年中到 1982 年底,油田产量下降的趋势已减缓,1983 年初,产油量明显地保持稳定,并且整个油田的产量仍旧超过早期预测的产量。油田的生产动态预测如图 6-18 所示。

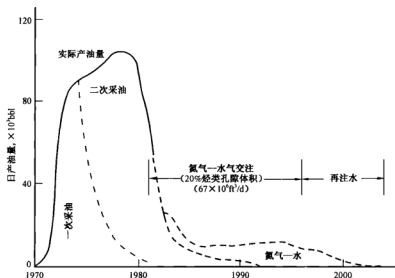


图 6-18 贾伊—小埃斯卡姆比溪油田生产动态预测

到 1984 年中期,注入混相气体约 3 年半的时间,累积注入量为 $15.4 \times 10^8 \text{ m}^3$,占计划注入的烃类孔隙体积(20%)的 2.9%。三次采油增加的总采油量为 $648.3 \times 10^4 \text{ t}$,占原始地质储量的 6.5%。目前预测的总采油量为 $5800 \times 10^4 \text{ t}$,占原始地质储量的 58%。

6.4.4 油田开发成功经验

贾伊—小埃斯卡姆比溪油田于1970年6月发现后,1972年采油速度就接近2%,而且逐年提高,1979年达到5.3%,采出可采储量的75%。之前一直维持高产,1980年产量开始递减,但仍高于4%,且按4%的上升速度连续稳产了8年之久,采出原始地质储量的38.2%,开发效果比较高,是反映美国20世纪70年代开发水平的一个油田。

(1) 应用新技术勘探深部构造,找到了油田。

侏罗纪斯马科弗组是北美著名的碳酸盐岩含油气层组。在这个层组内,找油气经历了较长的时间。最初,只是在其浅层找到一些油气田。在佛罗里达州,该组埋藏深。根据以往的经验,用一般的地质和地球物理方法是难以发现深层构造的。地震勘探技术中共深度点叠加方法的出现,引起勘探人员的重视,并利用这一方法重新勘探深部斯马科弗层,终于在较短的时间内,在其深层中发现了贾伊—小埃斯卡姆比溪油田。

(2) 重视沉积相研究,划出有利岩相带,确定油气圈闭的控制因素。

对斯马科弗组在区域上的岩相变化及其上、中、下沉积作用和岩性特征研究,可以了解各类沉积在垂向上和横向上的分布格局,划分出有利的岩相带,确定了贾伊油田是受构造和岩性因素控制的,故它属于构造—岩性复合圈闭。

(3) 重视取心工作和测井工作,进行大量的综合分析、监测和研究。

仅1970—1974年期间,全油田共钻102口井,实现井井取心,平均收获率为82%,对7010多米的岩心测定了孔隙度和渗透率,弄清了它们纵向上和横向上的分布,至少为油田增产原油 $230 \times 10^4 \text{ t}$ 。

总的来说,岩心研究结果可用来:① 奠定联合开发的基础;② 规划压力维持方案;③ 计划和评价完井程序;④ 建立一个正确的三维油藏模型;⑤ 分析和预测注水动态;⑥ 选择加密井的井位。同时,在每口井中都进行孔隙度测井,在那些没有取到岩心的井段主要靠测井资料估算孔隙度。

此外,充分利用各种监测方法(温度测井、噪音测井、流量计测试、压力恢复试井等)进行综合评价工作,为认识油藏特征及提高油层注水波及程度、钻加密井、井下作业、平衡注水等提供了依据。

(4) 建立二维、三维油藏模型,进行一系列模拟计算。

比较有利于改进井下作业和完井方案、细分含油层组、选择注水方式、掌握注水动态、提高开发效果。油田投产不久,曾用二维平面油藏模型选择保持压力的方案,最后表明,注水是最合适的采油方法。同时,考虑到原油的特点(如:地下黏度只有 $0.18 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,油水流动比只有0.3)有利于水驱,实现了早期注水保持压力的方案,油层压力逐步回升,保证了油井的自喷能力,实现了稳产和增产。

(5) 钻加密井、实施综合措施,提高注水波及效率,收到明显的效果。

1977年5月开始钻加密井,到1984年中期,共钻加密井37口,同时改善完井技术,充分利用地质、监测等各种资料,成功地进行了选择性封隔层段和选择性优先强化完井技术。前者是将射形式的选择性层段(通常是低渗透层)用下套管和注水泥封固,以分隔层段;后一种方法是使油层的分层性达到最小,即先射开低渗透层进行酸化压裂,而后射开高渗透层不进行酸化压裂。这两种方法均获得成功。与此同时,加强井下作业工作。

钻加密井,实施综合措施,其效果显著。选择加密井井位的原则是:① 采出不连通层的

油;② 在注入速度较慢的低渗层上通过选择性完井来提高垂向波及系数;③ 在现有注水井网影响不到的地方打井以便提高面积波及系数。通过这些途径,预计可增产原油 $1040 \times 10^4 \text{t}$ 。

(6)开展三次采油的试验已初见成效。

虽注水开发的效果好,但仍有一半以上的原油留在地下。为把这部分油采出来,积极开展三次采油的试验。对甲烷、氮气分别进行了室内外试验,结果表明,氮气和水交替注入方案最合适,预计三次采油的采收率为原始地质储量的 6.5%。

(7)改进地面设备,放大生产压差。

监测资料表明,在许多情况下,放大生产压差有利于排油。1980 年中期之前,所有生产井全靠自喷生产。井口压力为 1.93MPa 时,含水为 65% ~ 75% 时就停喷。因此,改装了 32 口井的地面装置,建立了低压系统(开口压力为 0.35MPa),增产效果明显。如有一口井当含水 67% 时停喷,改井地面设备之后,每天自喷 136.9t 液体,含水 73%,即产油 36.98t,估计这一方法可增产原油 $13.7 \times 10^4 \text{t}$ 。

第七章 国内挥发油藏和凝析气藏开发实例

7.1 大张坨凝析气藏循环注气开发

7.1.1 开发简况

大张坨凝析气藏位于板桥油气田中断块西部,大张坨断层的下降盘。1975年5月首次板52井板Ⅱ油组获高产凝析油气流,10mm油嘴,日产凝析油97.8t,日产气 $22.18 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。以后相继完钻了板51井、板53井、板2-2井和板57井。其中板51井位于低部位水域无油气层;板2-2井岩性尖灭,其他井均获工业油气流。1994年,又完钻了两口注气井坨注1井和坨注2井,循环注气井网全部完成。

7.1.2 地质特点

(1)构造比较简单,而且比较平缓。

大张坨凝析气藏,是一个由西向东倾没的鼻状构造,构造面积 12 km^2 ,构造幅度约235m,地层倾角 5° 。北面为一较大水域,南面为大张坨断层,西面为岩性尖灭带,东面与板桥中区板Ⅱ组共享同一个水域,是一个断层和岩性复合圈闭的鼻状构造,见图7-1。

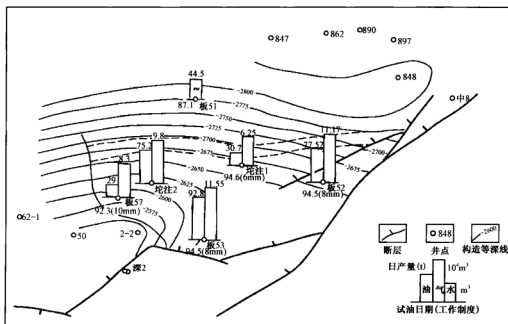


图 7-1 大张坨凝析气藏构造井位图

(2) 油层比较单一,大面积分布,储层物性比较好。

大张坨凝析气藏目的层为沙一段的板Ⅱ油组,砂岩储集层以重力水道沉积为主,可细分为两个单砂层,即板Ⅱ₁和板Ⅱ₂。其中板Ⅱ₁砂层单一,分布稳定,厚度一般在4m,板Ⅱ₂内部由两个纵向上局部连通的砂层组成,厚度在5m左右,油层孔隙度平均为23%,空气渗透率平均为200mD,油气界面在-2675m,油水界面在-2695m,纯含气高度110m,油环高度20m。

(3) 凝析油含量高,地层水矿化度低。

大张坨凝析气藏凝析油含量大于630g/m³,凝析油的相对密度为0.732~0.764,凝析油黏度为0.64~0.9mPa·s,凝固点为-15~-30℃。地层水为NaHCO₃型,总矿化度为7089mg/L。

(4) 露点压力高,地温梯度也比较高。

大张坨凝析气藏的原始地层压力为29.77MPa,露点压力为29.77MPa,油层平均埋藏深度为2660m,平均油层温度为105℃,地温梯度为3.95℃/100m。

该气藏是一个带小油环的凝析气藏。

7.1.3 凝析气井的试井

7.1.3.1 产能试井

大张坨凝析气藏,自1975年发现之后,由于地面条件的限制以及不具备循环注气条件,根据取资料和地质综合评价的要求,曾先后对板52井、板53井,进行了2~3次的试井—关井—再试井工作,其稳定试井工作及录取的资料情况见表7-1。

表7-1 大张坨凝析气藏地质参数表

层位	有效厚度 m	油层物性			压力			γ_o kg/cm ³	$\gamma\eta_o$ mPa·s	凝固点 ℃
		Φ %	K mD	S %	地层 MPa	露点 MPa	地层温度 ℃			
板Ⅱ ₁	6.4	23	200	68.8	30	30	105	0.7491	0.76	-18

(1) 产能试井情况。

1975年5月板52井试油获得工业油气流后,用5个油嘴进行稳定系统试井,采气指数为1342m³/(d·MPa²)~1769m³/(d·MPa²)。系统试井后即打水泥塞封井。1987年为了在该井取PVT样品,钻水泥塞替喷后,用7.1mm和11.9mm两个油嘴进行系统试井,计算的采气指数为790m³/(d·MPa²)~1080m³/(d·MPa²),其间进行了PVT取样,完后打水泥塞封井。1994年,准备进行循环注气开发,该井重新钻水泥塞,并进行重复射孔,替喷后又用4个油嘴进行稳定系统试井,计算的采气指数为1392m³/(d·MPa²)~2325m³/(d·MPa²)。对每次稳定系统试井资料在双对数坐标纸上绘制了系统试井曲线(图7-2)。

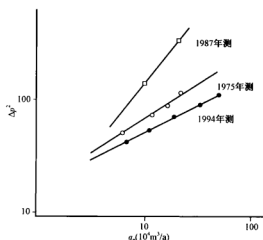


图7-2 板52井不同时期的系统试井指数式特征曲线

从图 7-2 可以得到以下两点结论:一是板 52 井与板 53 井作业对储层是有污染影响的;二是证实这两口井的稳定系统试井是成功的。

(2) 无阻流量及气井配产量的确定。

对板 52 和板 53 两口井 1994 年的系统试井资料,用二项式和指数式分别进行了无阻流量的计算,其中板 52 井无阻流量为 $57.48 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,配产量 $19.16 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;而板 53 井的无阻流量为 $54.34 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,配产量为 $18.11 \text{ m}^3/\text{d}$ 。而设计大张坨凝析气藏的日产量为 $40 \times 10^4 \text{ m}^3$ 井流物,经现场实施,此值是可以达到的,见表 7-2。

表 7-2 板 52、板 53 井无阻流量配产量及实际产量对比表

井号	层位	厚度,m	无阻流量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	配产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	实际产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$
板 52	板 II	10.2	57.48	19.16	19.4
板 53	板 II	5.9	54.34	18.11	17.4

7.1.3.2 不稳定试井

大张坨凝析气藏在 1988 年完钻的板 2-2 井落空,使西部的岩性尖灭带在什么位置,成为该凝析气藏到底有多大规模和注气井如何布的制约因素。1991 年布了板 57 井来落实,该井完钻后经地层对比证实,该凝析气藏的目的层是存在的,经试油获得工业油气流。为落实凝析气藏西部边界,在该井进行了高精度电子压力计的探边测试,测试结果如下:第一条岩性尖灭线距该井 75m,第二条岩性尖灭线距该井 370m。据探边测试资料,结合三维地震资料,确定了大张坨凝析气藏的西部岩性尖灭带的走向及形态。

7.1.4 地层流体相态特征

7.1.4.1 凝析气井的 PVT 取样及室内试验

大张坨凝析气藏曾先后钻井 6 口,其中有 5 口井获得工业油气流,这 5 口凝析气井均使用加拿大制造的挪威制三相分离器进行试油、系统试井及高压物性取样,先后共取 6 井次,即板 52(2 次)、板 53、板 57、坨注 1、坨注 2。除坨注 1 井取样时,由于生产不稳定,判定样品不合格未做 PVT 室内试验外,其余井在取样时气井生产稳定,并筒测得的流压梯度在不同的深度相近,表明气井生产时天然气流速能全部将并筒中的反凝析液带到地面分离器,具备在地面条件下能取到代表地层条件的样品。室内按规程做了各项参数的测定,井流物组分参数见表 7-3。

表 7-3 大张坨井流物组分数据表

井号 取样时间 组分, % (摩尔)	板 52 井			板 53 井	板 57 井	坨注 1 井	坨注 2 井
	1987 年	1994 年	绝对误差	1994 年	1991 年	1994 年	1994 年
N ₂	0.54	1.27	0.73	1.104	0.00	1.04	0.35
CO ₂	1.00	1.00	1.00	0.430	0.67	0.87	0.40
C ₁	68.55	68.22	0.33	67.932	72.81	68.84	70.73
C ₂	11.22	11.26	0.04	11.366	8.41	11.10	10.93
C ₃	6.42	6.12	0.30	6.193	5.06	5.99	5.96

续表

井 号 取 样 时 间 组分, % (摩尔)	板 52 井			板 53 井	板 57 井	坨注 1 井	坨注 2 井
	1987 年	1994 年	绝对误差	1994 年	1991 年	1994 年	1994 年
IC ₄	1.63	1.59	0.04	1.644	1.51	1.69	1.64
NC ₄	2.03	2.03	0.00	2.186	2.02	2.19	2.08
IC ₅	0.94	0.86	0.08	0.957	1.11	0.94	0.91
NC ₅	0.83	0.79	0.04	0.859	1.07	0.84	0.79
C ₆	1.82	1.16	0.86	1.274	1.58	1.16	1.12
C ₇ ⁺	5.02	5.70	0.68	6.055	5.58	5.38	5.09
C ₁ N ₂	69.09	69.49		69.036	72.81	69.84	71.08
C ₂ - C ₄ + CO ₂	25.89	24.81		24.909	21.61	24.78	23.83
气油比(m ³ /m ³)	1206	1437.5		1289	1611	1684	1540
评价	稳定	未稳定		稳定	稳定	未稳定	稳定
可靠性	可靠	参考		可靠	可靠	参考	可靠

7.1.4.2 大张坨凝析气藏衰竭过程反凝析液数据的拟合

对大张坨凝析气藏 5 口井 6 个井次 PVT 样品室内所做的衰竭过程的反凝析液试验数据, 利用相平衡 EOR 系统软件进行衰竭过程反凝析液数据的模拟计算, 室内试验和计算结果见表 7-4 及图 7-3。利用相平衡 EOR 系统软件计算的凝析气藏相态图, 图 7-4 至图 7-8 及相图的主要参数, 见表 7-4。

表 7-4 大张坨凝析气藏相图主要参数表

分 类 单 位 井 号	临界性质		最高凝析性质		最大反凝析点		备注
	压力 MPa	温度 ℃	压力 MPa	温度 ℃	压力 MPa	液量 %	
板 52	15.79	11.5	24.1	255	12.74	14.4	1987 年样品
板 52	21.2	0.0	25.3	187	12.74	7.94	
板 53	19.99	11.31	24.8	222	12.74	9.97	
板 57	21.44	33.39	23.5	212	12.74	10.8	1992 年样品
坨注 1	23.2	47.0	24.6	206	12.74	11.28	
坨注 2	20.2	3.0	24.75	194.1	12.74	9.67	

7.1.4.3 大张坨凝析气藏相态评价

将大张坨 5 口井 6 井次样品叠加在一起可以看出: 每口井的烃类流体相态图的形态是相似的; 温度坐标上两相区最大范围为 $-90 \sim 254^{\circ}\text{C}$, 跨度达 344°C , 反映了高重烃含量气藏的相态特点, 见图 7-9。

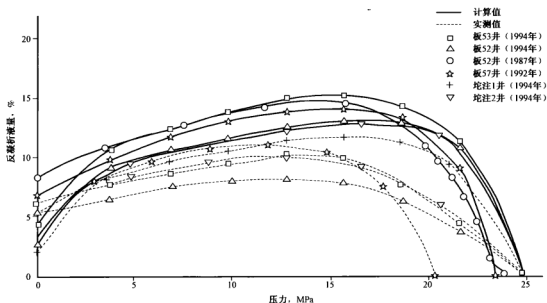


图 7-3 大张坨凝析气井及凝析液随压力变化曲线

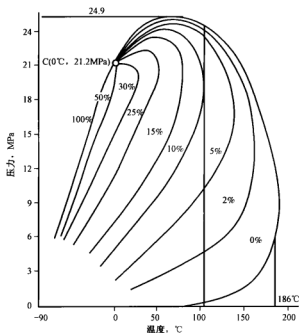


图 7-4 板 52 井流体相态图

7.1.5 开发方案的研究与实施

大张坨凝析气藏是一个构造比较简单,油气层比较单一,大面积分布,而且凝析油含量高并带有窄油环的凝析气藏。在确定该凝析气藏的开发方案时,主要进行的工作和程序如下。

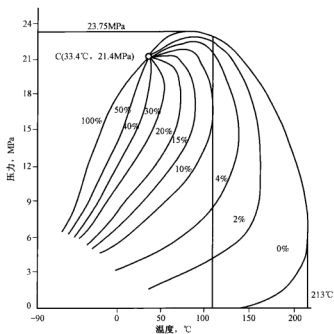


图 7-5 板 57 井流体相态图

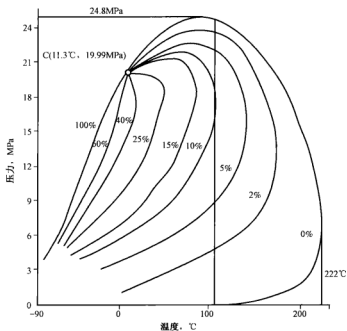


图 7-6 板 53 井流体相态图

7.1.5.1 井网、井距的确定

该凝析气藏从 1975 年发现至 1992 年才将该凝析气藏的构造形态、储集层的分布状况、油气水界面的分布关系搞清。由于气藏规模较小,要开发需要再钻井数少,难以实现规则布井,

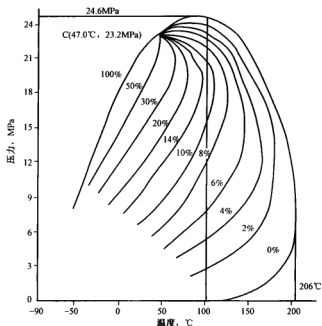


图 7-7 坨注 1 井流体相态图

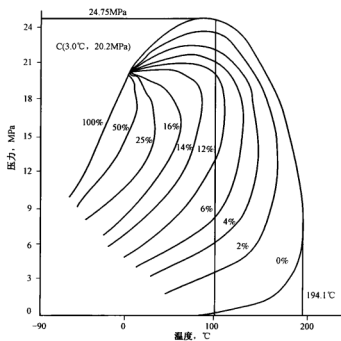


图 7-8 坨注 2 井流体相态图

因此新钻井的位置只能考虑如何减少边水对气藏开发带来的不利影响,故采用了不规则的三角形井网。在注采井数上考虑了一注两采方案、两注两采方案和两注三采方案。由于该凝析气藏储层物性比较好,故选用两注两采方案,注采井距 1600m 左右,需新钻 2 口注气井,即坨

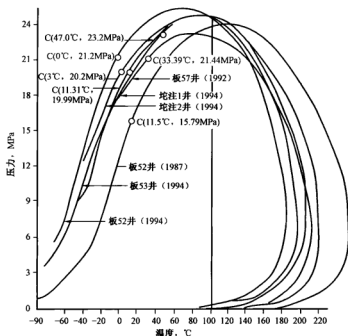


图 7-9 大张坨 5 口凝析气井的烃类流体相态叠合图

注 1、坨注 2，并于 1994 年按注气要求完井。该凝析气藏共有 6 口井，其中两口注气井、两口采气井（板 52、板 53）、两口观察井（板 51、板 57）。

7.1.5.2 开发方式的选择

利用多组分数值模拟对大张坨凝析气藏不同开发方式进行的研究表明：保持压力可使大张坨凝析气藏凝析油的采收率比枯竭式开采有很大幅度的提高。相邻凝析气藏的枯竭式开采实践表明，凝析油的采收率一般在 30% 左右，而且随凝析气藏原始凝析油含量的高低而上下浮动。鉴于这种情况，决定该凝析气藏选择保持压力方式进行开采。

7.1.5.3 注入介质的筛选

对大张坨凝析气藏的注入介质进行筛选评定，其中评定的注入介质是甲烷气（ CH_4 ）、二氧化碳气（ CO_2 ）、氮气（ N_2 ）、烟道气及采出气，对于上述筛选的注入介质均用多组分模拟进行了不同介质和不同方案的计算。考虑到大港油区的资源现状，选择注入介质为处理后的干气。在注干气时，由于注入干气量与凝析油的采收率有直接关系，而此关系可以用注采比来表示，即注采比在 1 时最大，而随注采比的下降凝析油的采收率则降低，图 7-10。

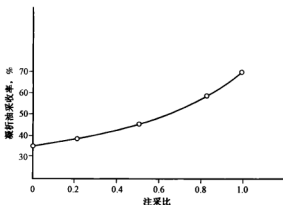


图 7-10 大张坨凝析气藏注采比与凝析油采出程度关系

大张坨凝析气藏无外来补充气源,只有靠本凝析气藏采出的井流体,经油气分离去天然气处理厂处理后,返回大张坨凝析气藏进行回注。其返回量只占凝析气藏采出井流体的75%以上,此注采比下的凝析油采收率可达到56.18%~60.5%,比枯竭式开采提高凝析油采收率高26%以上。

7.1.5.4 注入气量、注入压力及注气周期

大张坨凝析气藏两口注气井的设计日注气量 $32 \times 10^4 \text{ m}^3$,对应此时的注入井口压力为25MPa,注气周期为7年(该凝析气藏于1995年元月16日正式开始注气,到1995年8月份已全面达到方案指标),注气结束时的累计注气量为 $7.67 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

7.1.5.5 大张坨凝析气藏二注二采循环注气开发方案主要开发指标的变化趋势预测

在优化大张坨凝析气藏的方案中,初期按二注二采循环注气开发方案实施,并分别计算了大张坨凝析气藏历年油气产出及注入指标、历年油气组分变化数据及采气井的历年生产数据等,并绘制了历年的指标变化曲线,见图7-11至图7-14。

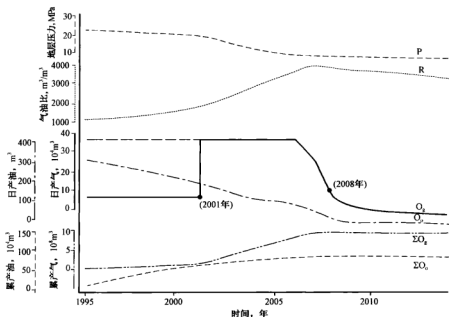


图7-11 大张坨凝析气藏二注二采方案开采曲线

7.1.6 开发过程中的动态监测

为了监测大张坨凝析气藏循环注气的动态变化全过程,进行下列动态监测部署压力的监测,其目的是通过压力监测,了解压力的补充情况及边水和注入干气向各方面的运移动态,以及凝析气藏内的流体相态变化情况。为完成上述任务,定的测压观察井为板57、板51、板848、板896。

产出井流物的组分监测:目的是了解凝析气藏生产过程中随地层压力的下降产出井流体组分变化情况。为实现这一目标,对板52、板53每月进行一次井流体组分分析。

产出示踪剂的监测:目的是了解和掌握注入干气突破到采气井的时间及来气方向。为实现这一目标,在两口注气井注气前分别注入不同的示踪剂,见图7-15。

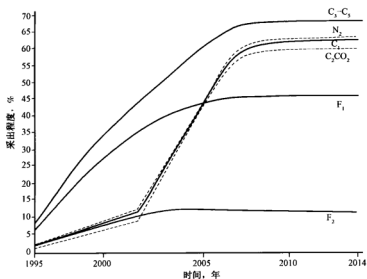


图 7-12 大张坨凝析气藏二注二采方案组分采出程度曲线

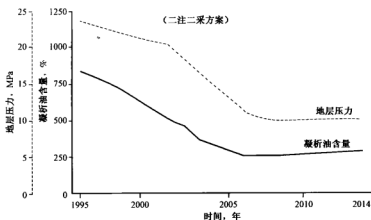


图 7-13 大张坨凝析气藏凝析油含量与压降关系曲线

7.1.7 二注二采循环注气方案的实施情况

大张坨凝析气藏于 1995 年元月 16 日开始循环注气。注气前分别对两口注气井注入了乙硫醇和氮气两种示踪剂,到 1995 年 8 月全面达到方案设计指标,两口井的井流体产量达到 $43 \times 10^4 \text{ m}^3$,两口注气井的日注能力为 $32.7 \times 10^4 \text{ m}^3$,注入井口压力为 19~20MPa,其实际指标与设计指标相符,见表 7-5。

表 7-5 大张坨凝析气藏主要设计指标与实际指标对比表

内容 对比	注气时的 地层压力,MPa	井流体产量 10^4 m^3	凝析油产量 t/d	天然气产量 10^4 m^3	注气量 $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	注入井底压力 MPa
设计	24.17	40	236	37.5	30	25.074
实际	24	43	242	33.8	32.7	19~20

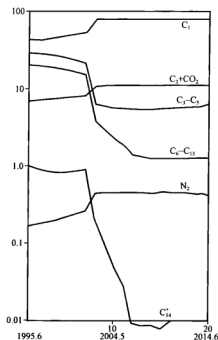


图 7-14 大张坨凝析气藏二注二采方案组分变化曲线

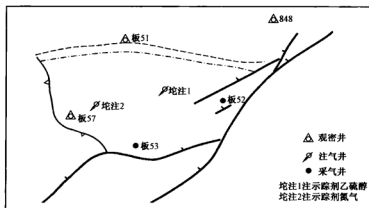


图 7-15 大张坨凝析气藏动态监测图

7.1.8 初步认识

(1) 凝析气藏的注气压力初期在一定的注入速度下实际低于设计值约 3~4 MPa, 这就保证了以注定采实现较高速度的前提。

(2) 凝析气藏的地层压力下降变缓, 主要表现在产率上升, 由注气前的 $5278 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$, 上升到 $13751 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 。

(3) 采气井的凝析油产量比较稳定, 表现在气油比稳定、凝析油的产量基本上不递减, 见图 7-16。

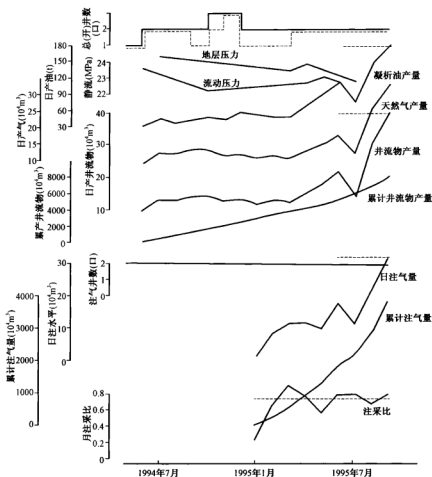


图 7-16 大张坨凝析气藏开发初期主要指标计算与实际对比曲线

7.2 板桥中区板Ⅱ组带油环凝析气藏的开发

7.2.1 开发简况

板桥中区(板Ⅱ组凝析气藏)是板桥油气田五个组成部分之一,位于板桥背斜构造的南翼。于 1973 年 12 月板 3 井出油而被发现,1978 年全面投入开发,含气面积 11.2km^2 ,凝析气储量 $47.43 \times 10^8\text{m}^3$,凝析油储量 $172.4 \times 10^4\text{t}$;含油面积 10.6km^2 ,原油地质储量 $714 \times 10^4\text{t}$ 。共钻油井 27 口,其中气井 17 口。

该开发区于 1978 年在气区按 1000m 井距布井,油环部分按不规则的三角形井网以 $400 \sim 600\text{m}$ 不等井距布生产井,并按枯竭式开采方法开采。初期总井数最多达到 29 口,其中气井 19 口,油井 10 口,日产气 $101 \times 10^4\text{m}^3$,日产油 312t ,采气速度达到 7%,采油速度达到 1.5%。到 1995 年 6 月,油气井开井 3 口,日产气 $5.3 \times 10^4\text{m}^3$,日产油 4.7t ,原油的采出程度 9.7%,凝析油的采出程度 37.1%,天然气的采出程度 48%,地层压力 11MPa ,主要开发阶段已过,基本上处于枯竭状态。

7.2.2 地质特征

(1)板桥中区构造比较简单,油气受构造控制

板桥中断块处于板桥背斜构造的南翼,受两条北东向断层(板桥断层和大张坨断层)所夹持,形成一个狭长的含油气带。带内有南北两个构造高点组成,其间以鞍部相连,见图 7-17。

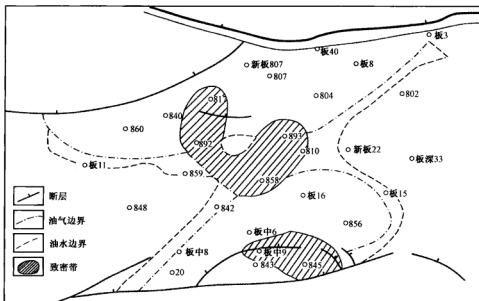


图 7-17a 板桥中区板 II, 小层含油气分布图

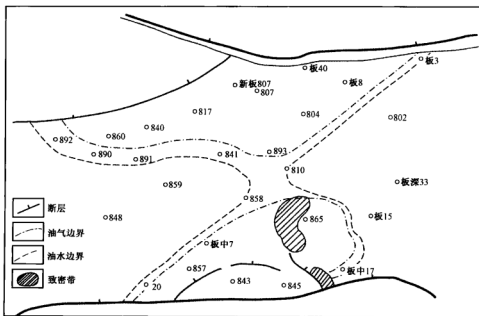


图 7-17b 板桥中区板 II, 小层含油气分布图

整个中断块的圈闭面积为 20.64km^2 , 闭合高度 $29.4 \sim 192.8\text{m}$, 北高点构造平缓, 倾角 $3^\circ \sim 5^\circ$, 南高点构造变陡, 倾角 $7^\circ \sim 8^\circ$ 。构造内部有两条小断层, 其中北高点内有一条 840 断层, 将北高点分成两个断块, 即 814 断块和板 40 断块; 南高点也有一条断层, 将南高点分成 845 和板 16 两个断块。油气主要受构造控制, 主要表现在: 南北高点各具有一个凝析气顶, 低部位的油环南北相连; 油气水分布很有规律, 油气水界面比较清楚。

(2) 主力油层在纵向上分布相对集中, 平面上连通比较好

该区开发目的层板 II 组, 分为 6 个小层, 即板 II₁、板 II₂、板 II₃、板 II₄、板 II₅、板 II₆, 其中板 II₁₋₃ 为主力油气层; 板 II 组集中在 $60 \sim 70\text{m}$ 井段内。该储集层属滩坝成因类型的席状砂, 单层厚度薄, 但分布稳定。根据开发井网完钻后的统计, 小砂体的钻遇率大多数在 $50\% \sim 80.5\%$ 。油气井之间连通层大部分在 $87.5\% \sim 100\%$ 之间。另外从 3 口试采井 (即板 3、板 8、板 804 等井) 虽然井距在 1km 以上, 而地层压力的下降却有一致的规律, 也证实油层连通性较好, 如图 7-18 所示。

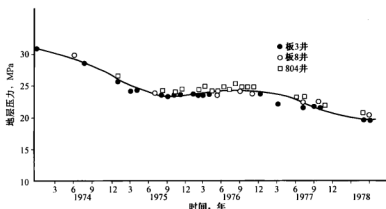


图 7-18 中区板 II 组北高点油气井压力与时间关系曲线

(3) 储集层物性比较好, 但油层的非均质程度比较严重

通过对 12 口取心井资料分析, 储集层为细—粉砂岩, 胶结物为泥质, 含量在 $8.34\% \sim 15.36\%$ 之间; 其次为钙质胶结, 钙质含量 $2.92\% \sim 16.3\%$, 平均孔隙度 23.4% , 平均空气渗透率 230mD 。岩心分析表明, 储集层物性在纵向上变化级差达上百倍, 而在平面上由顶部向边部变差, 其差值可达 50 倍以上。

(4) 板 II 油组各小层均有各自的气、油、水界面, 气、油、水界面也各不相同

板 II 油组各小层油、气、水按密度分异得比较明显, 但各小层有各自的油气水界面, 而且同一小层在不同部位有差异 (见表 7-6)。据测压资料, 毛细管压力曲线及构造发育史等资料分析认为: 油气、油水界面倾斜的原因是由于后期构造运动, 使东北部抬升而西南部相对下降的结果。

表 7-6 板 II 油组各小层油气、油水界面数据表

类别	小层号	1	2	3	4	5	6
	界面, m						
油气界面	东北	-2740	-2755	-2774	-2774	-2774	-2774
	西南	-2750	-2780	-2755 (南高点)			

续表

小 层 号 类别 界面, m		1	2	3	4	5	6
油水 界面	东北	-2747	-2762	-2787	-2781	-2781	-2781
	西南	2800	2790	2762(南高点)			

另外从板Ⅱ组每个小层的油气分布关系来看:每个小层的含气体积均大于含油体积,是比较典型的带油环的凝析气藏,见表7-7。

表7-7 板桥中区板Ⅱ油组分层油气体积比值数据表

层号 部位 油气体积比		板Ⅱ	Ⅱ ₁	Ⅱ ₂	Ⅱ ₃	Ⅱ ₄	Ⅱ ₅	Ⅱ ₆
北高点		1:3	1:2	1:3	1:0.9	1:0.7	1:0.2	全是气
		1:5.8	1:2.3	1:4.6	全气	1:0.4		

(5)凝析气藏的露点压力高、凝析油的含量高,而且从顶部向低部位增加

该凝析气藏的地层温度为105℃,原始地层压力30.4MPa,凝析气藏的露点压力29.2MPa,凝析油的原始平均含量500g/m³。而在平面上的分布关系是由顶部的257g/m³,逐步向边部增加,可达703g/m³以上。凝析油的密度0.764kg/cm³,脱气原油密度为0.8211kg/cm³。

7.2.3 开发井网的实施及开发方式的确定

7.2.3.1 开发前期的地质评价

1973年12月,板3井获得高产油气流后,在该断块进行详探评价,先后部署8口探井,其中钻到气区的井有3口,即板8,板16,板40;钻到油区范围内的有3口,即板12,板15和板20;有两口井地质报废,即板11和板22井。由于油气分布关系比较复杂,加之钻遇井比较少,对板Ⅱ油组的油气分布关系搞不清。鉴于这种情况,在该地区按基础井网进行开发前的综合评价,占基础井网20口,其中钻在气区范围内的井6口,井号是804、807、840、817、860、843;钻在油区内的井8口,井号是841、842、857、859、856、856-1、新807、855;钻在水区内的井5口,井号是802、810、844、847、848;地质报废(干井)1口,井号是858井。

通过对上述钻井资料的分析对比,基本上搞清了板Ⅱ油组小层的油气分布状况,并使该油气藏形成了比较高的生产能力。到1978年6月,油井开井11口,日产油391t,日产气42.6×10⁴m³,其间累积产油25.6×10⁴t,采油速度2.44%,油的采出程度4.84%。含水进2口,综合含水17.8%。气井开井7口,日产凝析油145.7t,日产气41.8×10⁴m³,累积采气1.58×10⁸m³,采气速度2.61%,采出程度3%。

7.2.3.2 开发井网的完善

板Ⅱ组每个小层的油气、油水界面不同,叠加起来的油环比较窄而长,如北高点,油环平均宽度600m,而长度却达9km,基础井网钻在油环上的只有4口井,而且分布很不规则;油井之间最大井距达3.5km,平均单井控制储量78×10⁴t。从以上情况可以看出:北高点采气井网基本完善,而采油井网远不够完善;南高点油、气井网均不完善,主要表现在南高点含气面积

4.62km²,内只有一口气井。鉴于上述情况,正式开发方案要求北高点油环部分设计钻井16口,实施11口;在南高点设计钻井2口,实施2口,设计钻井5口,实施2口。到1990年,已全部实施完,所形成的井网为不规则的三角形井网,气区内的井距大于1000m,油区内的井距为400~600m。到1979年12月,总油气生产井数为27口,其中油井10口,开井10口,日产油135t,日产气 $27.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,采油速度1.42%,采出程度4.73%;凝析气井17口,开井12口,日产凝析油228.2t,日产气 $70.3 \times 10^4 \text{ m}^3$,采气速度5.75%,采气程度17.12%。

7.2.3.3 开发方式的确定

板桥中区板Ⅱ组带油环的凝析气藏,凝析油含量高,而且露点压力接近地层压力,采用枯竭式开采,凝析油的采收率比较低。在802井的注水试验表明,若在油环部分注水补充能量开采,注水后油水向气区窜进严重。根据室内所做的油气相对渗透率与含油饱和度的关系线可看出:气层的含油饱和度大于40%以后,才有流动条件,如果在油环部位注水,必然导致大量的原油滞留在气区内采不出来。鉴于上述情况,决定该凝析气藏采用枯竭式开采方法开采。在枯竭式开采过程中为了使油环的原油不致大量的向气区窜进,采用油气区等压下降的方法来控制油气界面位置的相对稳定。为实现这一目标,根据试采的压力与采出量的关系统计,并折算成采出流体速度来安排生产,要求油区与气区的速度比为1:1.5可达到油气区之间的压力平衡。

7.2.4 板桥中区带油环凝析气藏的开采特征

带油环的凝析气藏枯竭式开采过程中即有热力学的特征,又有渗流力学的特征,而渗流力学的特征往往大于热力学的特征,导致油环部分的开发指标比较差。

7.2.4.1 凝析气藏的热力学特征

(1)凝析油的含量随地层压力的下降而下降。

由于板桥中区板Ⅱ油组,凝析气藏的露点压力接近原始地层压力,凝析气井投入开发后,随着地层压力的下降,凝析气在地层中出现反凝析现象,表现在地面采出的井流物中凝析油的含量减少,其下降过程在压力与凝析油含量变化曲线上可看出:初期比较陡,中期变缓,后期变稳定或部分井有缓慢上升趋势,见图7-19。

(2)凝析气井产出流体性质逐步变轻。

凝析气藏在开采过程中,随着地层压力的下降,出现反凝析。由于重质组分易于液化,而浸湿在储层岩石表面,使凝析气井产出的井流物中轻质成分的比例增加,表现在产出的凝析油密度变小,重质组分减少,直至消失。如该区的凝析气井,打开油气层初期取样进行分析,凝析油的相对密度为0.7802, C₁₇含量为14%;到开发后期,地层压力为18MPa,凝析油的相对密度为0.7394, C₁₇含量只有1%,见表7-8。

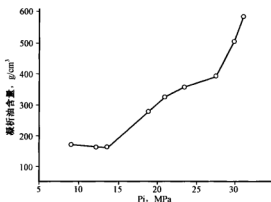


图7-19 板桥中区板Ⅱ油组凝析油含量随压力下降变化曲线

表 7-8 板桥中断块板Ⅱ油组凝析气藏产出凝析油物性与压力关系数据表

地层压力, MPa	原油密度, g/cm ³	C ₆₋₁₁ , %	C ₁₂₋₁₆ , %	C ₁₇₊ , %
31.1	0.7802	57.4	28.6	14
23.2	0.7740	64	28	8
18	0.7394	93	5	1
13.4	0.7356	96	4	0

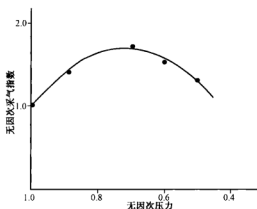


图 7-20 板 807 井无因次采气指数与无因次压力关系

(3)凝析气井在一定的压降范围内采气指数随地层压力的下降而增大。

板桥中断块的凝析气井,在开采过程中采气指数有随地层压力下降而上升的趋势,这是通过对部分定期测静压和流压凝析气井资料的计算和整理得到的。如板中断块板Ⅱ油组北高点的 807 凝析气井,在地层压力是原始地层压力的 50% 以前,各对应地层压力下的采气指数都大于原始的采气指数,最高时曾是原始采气指数的 1.78 倍,见图 7-20。

7.2.4.2 带油环的凝析气藏

带油环的凝析气藏,特别是一些油环比较窄的凝析气藏,采用枯竭式开发方式开发,

油气区的压力是很难达到均匀而且平衡下降的,从而导致油气窜流,使原油的生产很不稳定,而且油环的开发指标很差。

(1) 油井气窜导致油井产油量大幅度下降。

板桥中区板Ⅱ油组凝析气藏,由于油气体积比达 1:2.6,加之边水不活跃,在开发初期主要是油井生产,随着地层压力的下降,气顶气向油环部分运移,使油井的气油比大幅度上升,产油量下降。由于部分凝析油混入原油中,使油井产出原油的性质轻化。在该断块开发的初期,有 8 口油井先后出现气窜现象,如板 3 井,1973 年 12 月投产,9mm 油嘴,日产油 127t,油气比 720m³/t,原油相对密度 0.8268,脱气原油黏度(50℃)3.4mPa·s,生产两个月后,发生气窜,油气比上升到 1155m³/t,一年后上升到 2560m³/t,到 1978 年 6 月又上升到 4447m³/t;而原油产量由 127t/d 下降到 21.7t/d。其间油井的平均月递减达 5%,原油的相对密度由 0.8268 下降到 0.7871,原油的黏度也由 3.4mPa·s 下降到 1.01mPa·s。

(2) 气井油窜导致凝析气井的生产能力大幅度下降。

板桥中区板Ⅱ油组这个带油环的凝析气藏,由于油环宽度较窄,而且物性较气区差,加之油井比较少,全面开发后,气、油的开采速度比一般为 4:1。另外由于采气速度无法控制下来,其结果是在较大区域内形成油区压力的下降速度远远小于气区,使气区与油区形成较大的压力梯度,造成油气界面向气区移动,而油水界面向油区侵入。由于油气界面向气区移动,使气井相继见到原油,使产气量大幅度下降。如处在气区的 3 口气井(807、840、860)初期产出凝析油的相对密度为 0.76~0.78,当原油浸入后,产出油的相对密度升高到 0.82 以上;而凝析气井的产气量由气井时的日产 5×10⁴m³下降到 2×10⁴m³,有的气井甚至停喷。而油环部分

的油井由低含水而逐步上升到90%以上,见图7-21。

1987年对该凝析气藏进行了数值模拟工作,主要目的是了解此间油、气、水的变化关系及此时的油、气、水的分布状况。到1986年年底,油水界面由原始的2810m上升到2770m,边水向油区内推进了2km;油气界面由原始的2760m上升到2750m,原油向气区内推进了1.9km;原油侵入气区部分内的平均含油饱和度达40%以上,含气饱和度下降到30%以下。由于油气、油水界面的内移,使该带油环的凝析气藏接近废弃时(1994年)的原油采收率只有9.7%,凝析油的采收率为37.1%,天然气采收率48%,原油和凝析油的平均采收率为19%。

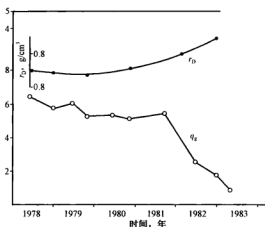


图7-21 板860井油窜前后气产量变化曲线

7.2.5 在开发过程中采用的主要工艺技术

板桥中区板Ⅱ油组,凝析油含量高,而且带有油环。在消耗压力的开采过程中,由于露点压力高,凝析气井随地层压力的下降,凝析油大量析出,特别是到开发后期,使凝析气井的自喷能力减弱,导致气井停喷;而油环部分的油井,也由于地层压力的下降而失去自喷生产的条件。在这种条件下如何使凝析气井和油井继续生产,将是提高带油环凝析气藏采收率的主要工作,在板桥中区的开发过程,主要采取了以下两种方法来进行低压条件下的生产。

(1) 凝析气井的排液采气工艺。

根据板桥已开发油气藏气井停喷流压资料的统计,在油层埋深相近的定容凝析气井,因井筒积液,停喷流压一般比纯气井高5MPa左右;而对于带边水的凝析气藏井,当边水窜入井底后,井筒内不仅积液而且积水,使停喷流压一般比定容凝析气藏井高8~18MPa。而过高的停喷压力导致了凝析气藏有较高的废弃压力,从而影响凝析气藏的采收率。根据这一情况,大港油田采油四厂研制了有高的发泡能力和稳泡性能,而且抗油性较强的发泡剂,在凝析气井上进行排液采气工作。从1987年先后在该断块5口气井上进行间开助喷和延长自喷期的工作共12井次,均取得了比较好的效果。如加药助开的864井是一口含水的低压自喷井,停喷后3d,油压上升到2.5MPa时,两次开井都不成功,在此情况下一次加发泡剂200kg,加药后,第二天油压2MPa,开井一次成功。再如板中10井是1981年投产的一口凝析气井,由于地层压力的下降到1987年7月,产油量只有0.7~1.5t/d,气产量 $(1.8 \sim 2.5) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,含水率为30%~45%。要使其连续生产,每天在井口需向外放喷0.5~1h,放喷后油压可保持在1~1.5MPa。从1989年4月,采用加化学药剂,加药后,再不需要井口放喷而可连续自喷生产,此工艺即减少了放空能源损失,还减少了环境污染。

(2) 油井的小泵深抽技术。

板桥中区板Ⅱ油组的油层埋藏深度一般在2700m以下,由于油环部分内的原油性质比较好,气油比高,枯竭式开采停喷压力比纯油藏的并要低。因此油井停喷时的液面比较低,加上这些油井因处在盐田卤池地区,大部分井多为丛式井,平均水平位移500余米,平均井斜在

24°以上。针对这一情况,经过几年的实践初步形成了适应该地区的配套的采油工艺技术,从而延长了这些油井的生产期。这种配套的深斜井抽油技术共有两种方式:一是以悬挂泵为主,加长尾管及扶正器,配以相应的防斜井下工具,泵筒不受尾管重量造成的拉伸变形,能充分利用地层气体能量的抽油管柱结构。

另一种是采用杆式泵,下支撑泵至油层以下,利用尾管进行深抽,控制井口放气生产。

这两种方式的深抽管柱,从1990年开始已在该区的油井上应用,平均泵挂深度2460m,平均泵径38mm,平均日产油量7.4t/d,平均日产天然气4668m³,使泵效由37.4%提高到63.4%;检泵周期由166d提高到289d,对提高中区的油气采收率起到了一定的积极作用。

7.2.6 认识与结论

(1)该区是一个凝析油含量高,而且带油环的高露点压力的凝析气藏,其凝析气储量46×10⁸m³,油层连通性好,但无活跃的边水补给。开发初期,应采用注气补充能量开发,预计凝析油的采收率可达60%以上,而采用枯竭式开采,凝析油的采收率降低了近1倍,从资源利用来看不够合理。

(2)为确保外输供气的需要,可采用枯竭式开采,但应将油环部分的井距缩小到300m左右,以充分利用气顶能量驱油,使油井实现油气同采,既可避免油环的原油进入气区,又可满足输气需要,使原油的采收率达到20%以上。

(3)枯竭式开采的凝析气藏如何降低废弃压力是提高凝析油采收率的主要做法之一,根据数值模拟的计算,每降低1MPa的废弃压力,可多采出2.5%的天然气及部分凝析油。

7.3 文72断块挥发油藏

文72断块位于东濮凹陷中央隆起带文留构造带南部,是文南地堑带的组成部分。地堑带受控于文东断裂和徐楼断裂系,断层发育,断块破碎,从下到上发育有古近系沙河街组沙三段、沙二段、沙一段和东营组,控制着文72断块和文33断块两大油藏。四套含油层系即沙二段沙二下亚段、沙三段沙三上、沙三中、沙三下亚段等,其中文72断块沙三中⁴⁻¹⁰、沙三下含油层系为挥发油油藏;沙二下、沙三上、沙三中¹⁻³含油层系为黑油油藏。由于沙三下亚段油层少而薄,未投入开发,因此只论述沙三中⁴⁻¹⁰挥发油油藏的特征。

7.3.1 油藏地质特征

7.3.1.1 地层特征

文72断块挥发油藏地层厚度约420m,为深湖相灰色、深灰色砂泥岩夹油页岩沉积组合,以油页岩沉积稳定,成组性好和砂层发育为特征。油页岩在测井曲线上呈现为韵律性高电阻,是砂层组划分对比的良好标志层,也是油层之间的良好隔层。砂层占地层厚度的33%左右,是油藏的良好储集层。

油藏上覆地层为沙三中¹⁻³砂层组,为半深湖相灰色泥岩,膏泥岩夹少量薄层砂岩沉积组合,是油藏的良好盖层,也是挥发油藏与黑油油藏的地层分界线。

油藏埋深为3400~4000m,由于上覆盖层和侧向文23盐封闭条件好,造成了油藏的高温高压。RFT资料和高压特性资料表明,该油藏原始地层压力为60~70MPa,压力系数为1.75~2.0;地层温度135~150℃,平均141℃。与沙二下一沙三上黑油油藏相比,沙三中⁴⁻¹⁰

油藏原始地层压力高 20~30MPa,压力系数高 0.3~0.5,地层温度高 30~40℃,这是造成该油藏高溶解气油比、高体积系数、高生产能力的主要原因。

7.3.1.2 构造特点

油藏北部是文 203 断块,南部是文 260 断块,东、西界分别是徐楼断层和文东断层,呈 NE 向长条形展布。构造东西宽约 1km,南北长约 4km,面积约 4.2km²,闭合高度约 200m。地层倾向 SE—SSE—S,倾角西部平缓为 0°~3°,东部和北部较陡为 10°~20°。

文东、徐楼断层为相向正断层,走向 NE,倾角 25°~45°,文东断层断距约 1000m,徐楼断层断距北小南大,为 60~500m。

油藏内部次级断层发育,小断层多。从产状特征看可划分为两组,一组为 NE 走向,NW 倾正断层,倾角 40°~50°,断距 20~80m,平面上呈雁行式排列,发育于油藏的北部和东部;另一组与文东断层平行,SW 倾,倾角北陡南缓为 20°~35°,断距北小南大,为 20~80m,发育于油藏的中部和南部。

与国外挥发油藏的构造相比,文 72 断块挥发油藏显著的特点是复杂断块油藏,断块密度达到 3~5 个/km²。

7.3.1.3 储层特征

(1) 储层岩性。

薄片分析表明,储层岩性主要为长石粗粉砂岩和石英细砂岩,其次为泥质细砂岩和石英粗粉砂岩。碎屑含量:石英为 40%~50%,长石 38%~40%,岩块 8%~18%。岩块成分主要为泥岩、片岩和硅质岩,其次是喷出岩等。碎屑粒度 0.05~0.20mm,一般 0.1mm 左右,分选性好,风化度中等。胶结物含量一般为 8%~12%,成分主要是灰质,呈微晶结构,其次是泥质和白云质。泥质呈鳞片状结构和薄膜结构,白云质呈微晶晶粒结构和结晶结构,常见石英次生加大现象。胶结类型是孔隙式胶结,胶结致密。孔隙类型以粒间孔为主,少量溶蚀,长石淋滤等次生孔隙。

(2) 储层分布特征。

储层为深湖、浊流砂体,受阵发性洪水影响,储层平面分布具有多物源、多砂体的沉积特点。例如,沙三中⁵砂层组沉积时期,具有 3 个物源,其中 SE 向物源充足,对沉积的控制作用最强,砂岩厚度最大。多砂体的沉积特点表现为相邻井砂层对比关系很好,但实际上并非连通,或者该砂层在两井之间变化很大。

纵向上,单井钻遇砂层多,单层厚度小;各砂层组之间的砂层发育程度也不相同。一般单井可钻遇 20~35 个砂层,单砂层厚度一般为 1~3m,个别砂层厚度达到 20m。各砂层组相比,沙三中^{7,8,9,10}四个砂层组砂层较发育,砂层厚度占地层厚度的 30%;沙三中^{5,6}砂层组次之,砂层厚度占地层厚度的 15%~25%;沙三中⁴砂层组砂层相对不发育,砂层厚度不超过地层厚度的 7%。

总之,文 72 断块挥发油藏储层以纵横向变化大,连通程度较差而有别于其他同类油藏的海相储层。

(3) 储层物性特征。

根据 49 层 781 块储层岩心物性样品资料统计结果表明,其有效储层(孔隙度大于 12%,空气渗透率大于 1.5mD,物性变化范围为:孔隙度 12%~20%,空气渗透率 1.5~68mD;厚度加权平均孔隙度为 15.5%,空气渗透率为 15.5mD。储层间物性差异较大,以孔隙度 12%~

16%, 空气渗透率 3.2 ~ 32mD 的储层为主, 占全部有效储层的 67%; 渗透率变异系数为 0.7273。

为求取油藏可对比的孔隙度、渗透度数据, 借助于测井曲线进行试验孔隙度(ϕ)与声波时差(Δt), 试验孔隙度与岩石密度(ρ_n), 试验孔隙度与空气渗透度等方面的相关性分析, 并获得如下线性回归公式:

$$\Delta t = 6.4529\phi + 152.5683 \quad (n = 39, R = 0.91)$$

$$\rho_n = -0.0297\phi + 2.9104 \quad (n = 39, R = 0.91)$$

$$\log K = 0.2139\phi - 2.2981 \quad (n = 49, R = 0.89)$$

上述公式求得油藏平均孔隙度为 16.5%, 空气渗透率为 17mD。与国外某些挥发油藏比较相似。美国肖兹克立克油田第五库克菲特层挥发油藏, 孔隙度 27.3%, 空气渗透率为 35mD, 又如福多契油田威尔柯克斯的 W-8、W-12 和 W-15 挥发油藏, 孔隙度为 19% ~ 20%, 空气渗透率为 4.6 ~ 8.6mD。

7.3.2 流体分布特点

文 72 断块挥发油藏为复杂断块层状油藏, 目前探明含油面积 4.2km², 石油地质储量 403 × 10⁴t。该油藏受断层、地层、储层等多种地质因素控制。

(1) 受断层控制, 小断块之间, 油水系统不同。

文东断层限制油藏西部边界, 徐楼断层限制油藏东部边界; 又如, 油藏内部文 72-471 断层是一条断距只有 20m 的 NWW 走向北掉小断层, 沙三中⁵⁻⁶砂层组储层在上盘为油层, 下盘为水层。

(2) 受地层控制, 不同砂层组, 甚至不同砂体具有不同的油水关系。

文 72-453 井的 6 ~ 8 砂层组 RFT 测试 5 个点, 从上到地下层原始压力系数分别为 1.59、1.62、1.84、1.90、1.86; 又如文 72-98 井 6 ~ 7 砂层组的油、水层间互现象, 这些都反映油藏油水系统的复杂性。

(3) 受储层控制, 不同砂层组油层发育程度也不同。

沙三中^{4,5,6}砂层组, 由于储层物性较差, 造成多数储层是干层, 而有效储层较少。如文 72-491 井钻遇储层 13 层 24.2m, 油、水只有 4 层 11.4m, 仅占 47%。4、5、6 砂层组最多可钻遇油层 30 ~ 50m, 石油地质储量仅占整个油藏的 33.5%。沙三中^{7,8,9,10}砂层组, 储层发育, 物性较好, 有效储层比例高, 油层比较厚。例如, 文 72-483 井 9 砂层组钻遇储层 7 层 14.9m, 油层 6 层 14.3m, 占 96%。7、8、9、10 砂层组一般可钻遇油层 30 ~ 50m, 石油地质储量占整个油藏的 66.5%。

平面上油层叠合连片, 目前该油藏钻井 35 口, 井井见油层, 一般可钻遇油层 40m 左右。

7.3.3 油藏流体性质

7.3.3.1 原油性质

文 72 断块挥发油藏的原油性质明显不同于本块的黑油油藏。在地面条件下, 挥发油呈淡黄色, 极易挥发; 原油密度为 0.8112g/cm³ 左右, 黏度为 3.26mPa · s 左右, 含硫 0.1% 左右, 凝固点 28℃ 左右, 与黑油比较, 颜色浅, 易挥发, 各项指标偏低, 详见表 7-9。

表 7-9 文 72 断块挥发油与黑油地面性质对比

性质 原油	颜色	挥发性	原油密度 g/cm^3	黏度 $\text{mPa} \cdot \text{s}$	含硫 %	凝固点 $^{\circ}\text{C}$
挥发油	淡黄色	易挥发	0.8112	3.26	0.1	28
黑油	褐色	较易挥发	0.8343	4.65	0.22	34

油藏流体性质是通过定容衰竭试验恒质量膨胀试验和闪蒸分离试验获得的,表 7-10 给出了试验数据。实验结果表明,文 72 断块挥发油具有“6 高 2 低”的特点,即原始溶解气油比高、体积系数高、饱和压力高、饱和油压缩系数高、气体平均溶解系数高、收缩率高和饱和油密度低、流体黏度低。这些特性与油藏形成的特殊地质条件密切相关。

表 7-10 文 72 断块挥发油与黑油油藏流体性质对比数据

流体性质		挥发油	黑油
饱和油密度, g/cm^3		0.5437	0.6590
原油黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$		0.273	1.9295
原油饱和压力, MPa		43.93	26.31
饱和油压缩系数, $10^{-3}/\text{MPa}$		2.4402	0.195
气体平均溶解系数, $\text{m}^3/(\text{m}^3 \cdot \text{MPa})$		10.28	0.642
原油收缩率, %		54.55	32.72
体积系数	闪蒸分离	2.2004	1.4863
	定容衰竭	2.2694	
	二次分离	2.0564	
气油比	闪蒸分离	451.8	197.6
	定容衰竭	471.8	
	二次分离	407.6	

通过实验,文 72 断块挥发油藏流体的化学成份特征、PVT 特征和收缩特征也十分清楚。

(1) 化学成分特征。

表 7-11 给出了文 72 断块挥发油和国外典型黑油、挥发油、凝析气的化学成分。可以看出,

文 72 断块挥发油的化学成分非常接近典型挥发油,而明显不同于典型黑油和凝析气,表现出中间烃(乙烷—己烷)摩尔含量约为 17.53%,接近典型挥发油的 20.73%,大于典型黑油和凝析气的 9.02% 和 9.85%;甲烷摩尔含量为 65.80%,接近典型挥发油的 64.36%,大于黑油的 48.83%,小于凝析气的 87.07%;庚烷以上较重组分含量为 16.24%,接近典型挥发油的 14.91%,小于黑油的 42.15%,大于凝析气的 3.80%。图 7-22 是典型油藏流体组分三相图,黑油集中于图的左下角,凝析气集中在顶角处,挥发油处于黑油和凝析气之间,将文 72 断块挥发油组分投于图中,落于中部的挥发油区域内。

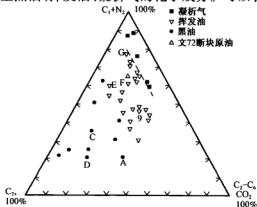


图 7-22 典型油藏流体组分三角相图
虚线代表庚烷以上的摩尔百分数为 11%,
它将凝析油区与挥发油区分隔开

表 7-11 油(气)藏流体组分对比

组分	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7 +	总计
流体	摩尔百分数, %							
典型黑油	48.83	2.75	1.93	1.60	1.15	1.59	42.15	100
典型挥发油	64.35	7.52	4.74	4.12	2.97	1.38	14.91	100
典型凝析气	87.07	4.39	2.29	1.74	0.83	0.60	3.08	100
文 72 挥发油	65.80	6.93	3.71	2.91	2.51	1.47	16.67	100

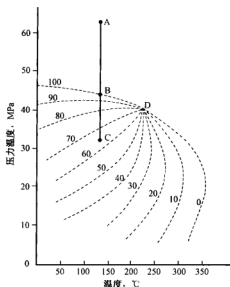


图 7-23 文 72 断块挥发油藏流体 PVT 相图

(2) PVT 特征。

油藏流体的 PVT 特性是使用美国腊斯卡公司生产的 PVT 试验设备进行恒质量膨胀试验获得的,图 7-23 是根据试验数据绘制的流体 PVT 相图。图中 A→B→C 指示线反映油藏温度下压力下降时流体相组分的变化。其中 A 点为油藏原始压力, B 点为泡点压力, C 点低于泡点压力, D 点为推测的临界点。可以看出,油藏条件处于临界点左上方,油藏温度低于临界,温度油藏压力高于泡点压力,油藏流体属泡点体系,且是欠饱和油藏。相图还显示出液体体积百分含量线比较稀疏,并且向泡点线靠拢,说明原油轻烃含量较高,这与组分分析结果一致。

A→B→C 指示线表明,从 A 点到 B 点,压力从原始压力 63.35MPa 降到泡点压力 43.95MPa,流体液体含量为 100%,没有气相出现;从 B 点到 C 点,压力从泡点降到 31.55MPa,液体体积含量从

100% 迅速降到 63.43%,说明气体从储层油中释出极快,储层油体积迅速收缩。因此,在开发此类油藏时,要求井底流动压力不能低于原油饱和压力,否则,会大大影响原油采收率。

(3) 体积收缩特点。

当压力从泡点压力开始下降时,挥发油藏流体体积即显著收缩,这是高挥发油的一个特点。图 7-24 是通过试验绘制的流体收缩特性曲线,图中 M 代表文 72 断块挥发油藏流体的收缩特性曲线,另外还图示了典型黑油收缩特性曲线(BO)与挥发油收缩特性刚好相反的三种黑油收缩特性曲线(A、C、D)和挥发性逐渐增高的三种挥发油收缩特性曲线(E、F、G)。可以看出, M 曲线与 A、C、D 曲线不同,而与 E、F、G 曲线相似,即无因次收缩率与无因次压降成下凹的曲线关系,反映油藏流体的收缩率变化很大。在压降较小时,原油收缩较快压降较大时,原油收缩较小。

7.3.3.2 溶解气性质

天然气分析表明,溶解气相对密度 0.6977 ~ 0.7510。主要成分:甲烷占 80.2%,乙烷占 9.3%,丙烷占 5.1%,丁烷和戊烷以上成分分别占 2.9% 和 1.0%。另外,二氧化碳占 1.1%,氮气占 0.5%。

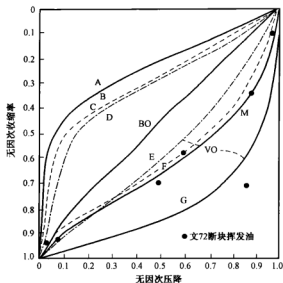


图 7-24 原油的无因次收缩率与无因次压降关系曲线
挥发油的收缩率特性由 VO 型曲线说明, E, F, G 曲线
代表不同挥发程度原油, BO 曲线代表黑油特征

7.3.3.3 地层水性质

地层水属饱和盐水,主要溶解矿物是氯化钠,总矿化度高达 $(30 \sim 35) \times 10^4 \text{ mg/L}$,氯离子含量 $(19 \sim 21) \times 10^4 \text{ mg/L}$,水型是氯化钙型,反映沉积环境为还原环境,封闭条件较好。

7.3.4 油田开发特点

文 72 断块挥发油藏 1991 年投入开发后,为及时补充油层驱动能量,曾设计 7 口注水井。但由于该油藏地质条件复杂,实施后有 4 口井注不进,3 口井注水效果不理想。该油藏共有采油井 31 口,注水井 3 口,日产水平 198t,日注水 64 m^3 ;平均单井产油 6.4 t/d ,单井注水 $21 \text{ m}^3/\text{d}$,基本处于衰竭式开采阶段。这与国外注水或注气开发相比,效益相差很大。

(1) 天然能量充足,弹性驱产率高。

文 72 断块挥发油藏边水和底水范围小,有些油层根本没有边水和底水,因此油层的天然能量主要是油层的弹性能量和溶解气能量。资料测得油藏地饱压差达 25MPa 左右,原油压缩系数为 $2.44 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$ 天然能量充足。生产资料统计获得弱性产率为 760t/MPa,弱性采出程度为 10%,分别比本块黑油油藏高 160t/MPa 和 2%。溶解气能量的大小取决于原始气油比、天然气溶解系数、油层压力和温度、气体组成等。资料表明,该油藏原始气油比高达 $452 \text{ m}^3/\text{t}$,比本块黑油油藏高 2 倍多,油层原始压力、温度、气体平均溶解系数也比本块黑油油藏分别高出 30MPa、 30°C 、 $10 \text{ m}^3/(\text{m}^3 \cdot \text{MPa})$ 左右,足见溶解气能量充足。应该指出的是,由于油藏原油的独特收缩性,溶解气能量要慎重使用,否则会大大影响原油采收率。

(2) 油井初期产量高,但产量下降快。

由于油藏原始地层压力高,地饱压差大,所以,油井投产初期均能自喷,且产量较高,一般用 5 ~ 12mm 油嘴生产,油压 4 ~ 14MPa,单井产油为 40 ~ 140t/d,采油指数为 0.0678 ~

0.8174/(d·m·MPa),平均0.18/(d·m·MPa);个别井层初期产量高达200t/d以上,但投产后产量下降很快。据17口井的生产资料统计,油井投产2个月后平均产量下降50%,4个月下降80%,产量下降的根本原因是由于地层压力大幅度下降。据测压资料表明,动用区块投产半年后,地层压力降到35~40MPa。

(3)地层压力下降至低于饱和压力时,生产气油比突然升高,产量大幅度下降。

油井生产一段时间后,气油比一般由200~300m³/t,平均单井产量也由80t/d下降到14.4t/d左右,这个变化并不是缓慢的直线式上升或下降,而是有一个突变。图7-25是文72-403井开采曲线。文72-403井在投产初期8个月内,产量比较稳定,气油比也比较稳定,第9、10两个月时,日产油从41t突然降至17t,气油比从305m³/t突然升高到780m³/t,11个月后,日产油开始缓慢下降,气油比也缓慢上升。分析认为,日产油和气油比的突然变化是由于地层压力下降至低于原油饱和压力,造成原油急剧收缩所致,这正是挥发油藏衰竭式开采受PVT影响受相对渗透率影响大的直接反映。突然变化前期和后期的开采曲线特征均近似于黑油油藏。

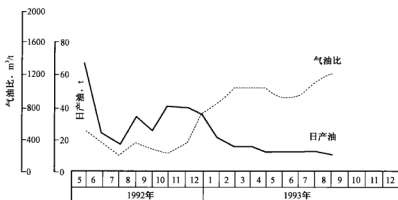


图7-25 文72-403井开采曲线

(4)补孔射开新层和油层压裂改造是油井保持稳产的重要措施。

为了保持较高的产量,常采用补孔射开新油层或者对原射开油层进行压裂改造的措施。实践证明,两种措施都是保持油井较长时间稳产的有效措施,特别是油层压裂改造后,油井的油压、流压回升,产量也有一定幅度的增加。如文72-97井投产两年累计产油16467t时,用10mm油嘴生产,油压0.5MPa,流压6.94MPa,产油7.4t/d;压裂后用5mm油嘴生产,油压5MPa,流压16.9MPa,产油19.7t/d,压裂有效期3个月。又如文72-84井投产3个月累计产油2601t时,用11mm油嘴生产,油压0.6MPa,产油13.4t/d;压裂后用9mm油嘴生产,油压13.0MPa,产油119t/d,压裂有效期4个月。

(5)必须保持油层压力开发。

对于挥发油藏开发,必须采用水、注气的方法保持地层压力,这是提高开采效果最基本、最有效的方法。同类型油田在国外多采用高压注水或高压注气来保持地层压力,如福多契油田的W-8、W-12、W-15层。根据福多契油藏的模拟实验报告,注气比注水可提高采收率10%~15%,因此它们采用了高压注气的方法。文72断块尽管注水困难,但还是必须强调高压分层注水,提高地层水驱体积,保持高产稳产。

7.4 东海平湖油气田整体开发要点

7.4.1 概况

平湖油气田位于上海市东南方向 400km 的东海海域,水深 90m,是我国在东、黄海区第一个投入开采的海上油气田,于 1982 年发现。

7.4.2 地质特征和概况

7.4.2.1 油气田概要及特征

(1) 储层特征。

平湖共发现两套含油气层系。一套是以油气为主的渐新统花港组;另一套是以凝析气为主的始新统平湖组。

不同的沉积条件控制了沉积层的发育。花港组为陆相沉积,由下向上由河流相演变成滨湖相沉积。主要含油砂体的厚度为 40~60m。砂岩百分比为 40% 以上,岩性以中细砂岩为主,泥质、胶质物含量一般小于 5%,孔隙度一般大于 23%,渗透率一般大于 200mD。平湖组为半封闭海湾沉积。储集由下段的薄而分布零散,向上逐步发育为厚而分布稳定,单层砂岩厚度增大 4m 以上,最厚可大于 20m,砂岩百分比增大至 20%~45%,储气层以细砂岩为主。泥质及胶质物含量一般小于 5%,孔隙度 17%~19%,渗透率 100~200mD。

花港组为一套含油层系四个含油层组均为块状底水油藏。

平湖组是一套以凝析气为主的含气层系。8 个含凝析气层组的凝析油含量、露点压力有所差异。各砂层组具有不同的气水界面,属于背斜控制的层状凝析气藏。

花港组油藏为低黏度、低—中溶解气油比的轻质原油。地面原油相对密度 0.741~0.784,地面油黏度 0.67~1.41mPa·s。凝固点低于 0℃,含硫和含蜡量各为 0%~0.15% 和 0.32%~0.71%。平湖组凝析气藏凝析气甲烷含量高达 80.4%,凝析油含量 139.2~196.0g/m³,属凝析油含量中等的凝析气藏。

(2) 原始地质储量和可采储量。

容积法储量计算结果:原油 1078×10^4 t;

原油伴生气 5.97×10^8 m³;

凝析油 177.5×10^4 t。

数值模拟计算可采储量:原油可采储量为 524×10^4 m³;

天然气可采储量为 75.3×10^8 m³;

凝析油可采储量为 132.2×10^4 m³。

7.4.3 油气藏工程方案

7.4.3.1 开发原则

(1) 花港组油藏:高速开采,以加速资金回收;

(2) 平湖组气藏:在经济可行条件下长期稳定供气。

7.4.3.2 开发部署

(1) 层系划分

花港组油藏:划分为 H₂—H₃、H₆—H₇ 两套开发层系;

平湖组气藏:划分为 P_1-P_3 、 P_4-P_{10} 两套开发层系。

(2) 开采方式

花港组油藏:采用初期自喷开采,后期转为电潜泵举升;

平湖组气藏:采用枯竭式开采。

(3) 开采速度

采油速度为 6%~7%,高峰期年采油量 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

采气速度为 5%~6%,年采气量 $4.86 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

(4) 井数及井槽数

开发井 13 口,其中采油井 6 口、采气井 7 口。

井口槽为 24 孔(井口基盘为 16 孔)。

7.4.3.3 生产预测

(1) 花港组油藏。

高峰期年采油量 $93 \times 10^4 \text{ m}^3$;年产伴生气为 $0.74 \times 10^8 \text{ m}^3$;开采期为 10 年,累计采出原油 $534 \times 10^4 \text{ m}^3$;采出程度 36.3%。

(2) 平湖组气藏。

稳产期日产气 $137 \times 10^4 \text{ m}^3$,年产气 $4.86 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

稳定供气 16 年,稳产期累积采气 $71 \times 10^8 \text{ m}^3$;凝析油 $126.7 \times 10^4 \text{ m}^3$;

采出程度分别为 61.2% 和 51.1%。

7.4.4 采油工程方案

7.4.4.1 钻井深度和井身结构

气井 3367~4133m,均为定向井。油井 2743~2964m,除一口直井外,均为定向井,有 3 口水平井。

7.4.4.2 预钻井

为争取时间和改善开发经济效益,先用半潜式钻井船在一个 16 口井的水下基盘上预钻井。暂定预钻井 7 口(气井 2 口、油井 5 口)。是否需打第二口气井,待预钻第一口气井后定;若打第二口气井则相应减少 1 口预钻油井、预钻井中选一口井测 VSP;必要的层需测 RFT。

7.4.4.3 平台钻井

钻机能力为 6000m。包括平台钻机、井架、移动底座、钻井液泵、固井设备、防喷器和顶部驱动装置等系统。钻机和钻井液泵均采用直流电驱动。

平台钻机长期安装在平台上,用于回接井口和完井作业。在回接的 7 口井投产的同时,钻 6 口生产井(气井)。

7.4.4.4 完井

气井用单管 13Cr 油管($4\frac{1}{2}\text{in}$)自喷生产。油井用 $3\frac{1}{2}\text{in}$ 的普通碳钢管、电潜泵加 Y 接头管柱,初期自喷生产,半年后用电潜泵采油,电潜泵检泵周期预计为 1.3 年。

7.4.5 开发工程方案

7.4.5.1 概述

平湖油气田开发工程设施是由6个方案优化和筛选出来的。

(1)方案一:两条管线上岸。

用一条14in的天然气管线和一条10in的输油管线,将平台上生产的油和气分别送到岸上。油和气都在平台上进行了处理,提高了输送的可靠性。输量是:天然气 $120 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、油 $3000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

(2)方案二:一条输气管线加浮式储油系统(PSO)。

平台上油、气处理后,天然气用一条14in输气管线送到岸上,原油输送到海上的单点系泊浮式储油轮,然后用穿梭的运油轮运油。

(3)方案三:油气混输,一条管线上岸。

用一条16in的海底管线,将平台上生产的油气混输上岸,输量是:天然气 $120 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,油 $700 \text{ m}^3/\text{d}$ (轻质油和凝析油)。后来又钻了一口评价井,油量增加到 $3000 \text{ m}^3/\text{d}$,增大了油气混输的难度,可靠性降低。

(4)方案四:CNG方案(压缩天然气)。

平台上生产的轻质油和天然气,经过一个单点系泊装置输送到一条浮式生产储油轮上,原油经处理后进入油舱,天然气经过压缩($140 \text{ kg}/\text{m}^3$),装入钢瓶。装有运送CNG钢瓶的船舶将CNG运到上海,经减压后,将天然气经陆上的供气管网输至用户,轻质油用运油轮运输。

(5)方案五:中途岛方案。

在海上建井口平台,油气混输到一个岛上,之间的距离约为250km,在岛上进行处理,处理后的干气经海底管线送到上海,油储在岛上,经码头用油轮运输。

(6)方案六:水下储油、干气输送上岸。

在海上建立一座具有储油能力的钻、采综合平台,平台上生产的天然气经过干燥处理,由一条海底管线上岸,油储存在水下的储油罐。然后原油经过一个系泊单点向运油轮输油。

经过筛选,最终推荐的工程方案是方案一。即:

一条374km 14in的天然气管线和一条374km 10in的海底输油管线,陆上油气处理厂方案。海上综合平台主要包括:水深90m的8腿导管架;8柱支撑的3层甲板;海上油气处理工艺设施(天然气脱水处理、原油脱水处理和油气分离处理);平台公用系统及设施;钻进工程设施。

陆上油气处理厂主要包括以下生产设施及相关的公用设施:油、气预分离段塞流捕集器;轻油稳定装置;轻烃回收装置;轻烃分馏装置;丙烷制冷系统;原油—凝析油及LPG储罐;公用设施。

7.4.5.2 海上设施

(1)海上平台结构。

海上平台的导管架为常规的框架结构。由主桩和裙桩组成的桩基础,安装在90m水深处,共有8条腿、12根桩,其中8根主桩、4根裙桩(水下桩)。该导管架能容纳24根外径为26in的隔水管套。

导管架的顶部尺寸为 $44 \text{ m} \times 16 \text{ m}$ (标高为平均海平面以上+4.572m)井,泥线位置的底部

尺寸 67.622×39.622m,导管架高为 94.488m。

导管架采用滑移方式装船和下水,通过控制灌水进行扶正,最后借助于浮吊放置在海底。

甲板是一个由 8 根柱支撑的 3 层结构,甲板柱通过过渡段插在主桩中。甲板柱为直立的圆管,柱的横向中心距为 16m;纵向外侧跨间柱中心距为 14m,中心跨间中心距为 16m,两面均有 7m 悬臂。

甲板结构主要包括下列几部分:支撑三层甲板上的钻井、采油、生活模块以及其他所有设施的组块、组块支撑结构、火炬臂、直升机甲板、吊机支座、救生艇支架、其他辅助构造;

(2) 海上油气处理工艺设施。

平湖油气田海上平台油气处理工艺设施将气井产出的凝析气在平台上经高压分离后,脱离大部分凝析油,分离后的天然气经过脱水后进入 14in 海底输气管线。油井产出的原油和天然气中分离出的凝析油在海上平台分离、脱水及稳定后,通过外输增压泵增压后进入 10in 原油外输管线。

平湖油气田海上油气处理工艺设施有:井口(24 个井口槽,6 口油井,7 口气井)、出油管线、井口管汇、计量分离器、第一级分离器、第二级分离器、第三级分离器、第四级分离器、第三级分离器入口加热器、第四级分离器入口加热器、高压压缩机组、中压压缩机组、低压压缩机组、天然气脱水装置、原油—凝析油输送泵、气—油管线清管发射器。

平湖油气田海上平台工艺辅助系统包括:生产污水处理系统、火炬及放空系统。

(3) 海上平台公用系统及设施。

根据平湖油气田海上生产建设规模及油气处理工艺设施和要求,海上平台公用系统及设施相应配套。

① 平台公用系统。主要包括热介质系统、冷却水系统、海水系统、淡水系统、化学药剂注入系统、生活污水处理系统、排水系统等。

② 电气系统。配套的交流电源由位于下层甲板的 3 台燃气透平发电机组一台柴油和天然气双燃料辅助发电机组和位于甲板的一台柴油机驱动的应急发电机组提供。其中 3 台燃气透平发电机组和一台柴油辅助发电机组为平台正常的供电电源,它包括 3 台 3000kW 和一台 100kW 辅助发电机组。应急发电机功率为 1000kW。当平台的主电源失效时能自动启动,给基本负荷如救生设备、生活模块、天然气生产等供电。

平台电气设施包括发电和配电系统、UPS/DC 系统、应急系统、配电间和控制室、导航系统、照明系统及通讯系统等。

③ 控制与关断系统。控制与关断系统主要由现场检测与控制仪表、就地与集中监视控制盘和可编程逻辑控制器等组成。控制与关断系统的主要任务是:对工艺生产系统和公用系统进行有效的监视与控制,保证设备的正常运行和生产的连续性,在不正常工况和应急情况下实施关断,确保人身和平台实施的安全。

④ 火灾与可燃气体探测系统。火灾与可燃气体探测系统主要由火灾探头、可燃气体探头和火—气监控盘组成。该系统的主要功能是:连续探测和监视平台各区域是否发生火灾或可燃气体泄漏。一旦发生火情和可燃气体泄漏,随即由火—气监控盘发出报警和关断信号,同时启动消防系统。

⑤ 安全系统。

a. 保护措施。按不同危险程度,采用分区布置,之间用防火墙或防护墙隔开,住房远离井口区;采用敞开式布置,降低可燃气体聚集;油、气井口均安装自动关闭的井下安全阀;双向逃

生通道;设天然气释放系统;设可燃气体、火焰、烟雾探测报警系统;中央控制室的消防盘时刻监视着全平台;严格管理,制定严格的人员培训考核上岗制度。

b. 消防系统。设置安装在不同区域的两套柴油机驱动的海水消防系统,消防水管路采用湿式系统;设置泡沫灭火系统;闭式空间采用 NAF 气体灭火系统;设置海水喷淋系统。

c. 救生系统。3 艘(每艘乘员 >45 人)全封闭自航耐火救生艇、救生筏、耐寒救生服。

d. 生活模块及直升飞机甲板。生活模块布置在综合平台上层甲板,是一个四层结构;直升飞机甲板设置在生活模块住房顶上。

e. 钻井设备。钻井设备布置在上层甲板除生活模块之外的整个区域内。主要钻井设备包括:井架、钻机滑移底座、钻井液组块、钻井液泵、固井组块、灰罐组块。

7.4.5.3 陆上油气处理厂

该陆上油气处理厂油气处理设施日处理天然气 $129 \times 10^4 \text{sm}^3$ (湿气),操作弹性 $\pm 20\%$;日处理稳定原油 3000m^3 。它的主要任务是将平湖油气田输来的稳定原油储存,并将海上已经油气分离和三甘醇脱水后的天然气,经油气分离、原油稳定及轻烃回收处理后,生产成符合民用燃料的商品天然气、稳定轻质轻油和液化石油气 3 种合格产品。

陆上油气处理厂油气处理工艺设施包括:油气预分离段塞流捕集器、轻油稳定装置、轻烃回收装置、轻烃分馏装置、丙烷制冷系统、原油一凝析油及 LPG 储存。

气体处理工艺采用丙烷制冷回收(轻烃)的工艺流程。回收的轻烃经分馏系统分馏后得到的液化石油气储存在厂内的 3 座 1000m^3 液化气储罐内,塔底产出的汽油直接输至轻油储罐。

来自原油输送管线的原油,由于已在海上平台进行了稳定,因此可直接进入油罐储存。

7.4.6 投资和效益

7.4.6.1 工程总投资

表 7-12 平湖油气田开发工程造价汇总

项目	费用(万美元)
1. 前期工程费用	674.57
2. 综合平台	14170.71
3. 单点系泊及储油轮	
4. 海底管线	24886.10
5. 陆上气体处理厂	3711.00
6. 生产指挥楼	700.00
7. 钻井费	5600.00
8. 项目组管理	977.00
合计	50719.40
涨价预备费	4040.00
建设期利息	3872.63
总计	58632.03

7.4.6.2 经济效益

按基准折现率12%衡量,经预算:内部盈利率12.44%。超过基准折现率0.44%,净现值为6909.35万美元,投资回收期为8.8年(含建设期)。

7.4.7 生产组织

7.4.7.1 人员配备依据

根据1984年4月颁布的“海上队伍编制定员标准”;根据海上油气田生产现行运作情况;根据平湖油气田的特性及生产要求。

7.4.7.2 编制的主导思想

平湖油气田由一座生产综合平台、两条海底管线和一座陆上油气处理厂组成。平台上的生产监督人员直接向陆上的生产主管报告,统一协调海上和陆上生产。海上工作人员按4班配备,两班在海上工作,每班每日工作12小时,20天一换班。采油方式采用自喷加电潜泵方案,平均每年修一次井,每次每口井需7天时间。工作方式采用合同承包制。

7.4.7.3 人员培训

平湖油气田有油、气两套处理系统,两条长输管线,现代化程度比较高,操作难度大。操作人员选择应严格按照招聘的方式进行。1994年开始操作人员的招聘,并组织他们进行英语及操作技术培训。主要岗位操作人员将参与工程建造和施工活动。操作人员将参与海上工程及陆上油气处理厂的试运转及投产。

7.4.7.4 海上及陆上组织机构

(1)海上平台人员编制表。

表7-13 平台人员编制表

序号	岗位名称	数量	序号	岗位名称	数量
1	平台经理	2	12	机修工	2
2	安全员	2	13	电工	2
3	操作系长	2	14	仪表工	2
4	维修系长	2	15	发电工	2
5	操作班长	4	16	锅炉工	2
6	操作工	16	17	水手	4
7	机械师	2	18	吊车司机	2
8	电气师	2	19	管理员	2
9	仪表师	2	20	清洁工	2
10	电报员	2	21	化验员	2
11	大夫	2	22	炊事员	12
	合计	74			
另完井修井作业人员		48			

(2) 陆上油气处理厂人员配备表。

表 7-14 油气处理厂人员配备表

序号	工段	任务	每班人数	班次	定员
1	工艺	稳定、轻烃回收和分馏、 水处理、热油炉、空压机	8	4	32
		化验	8	1	8
		装车	2	1	2
2	仪表	值班	2	4	8
		维护	4	1	4
3	电气	值班	2	4	8
		维护	4	1	4
4	设备	维护	12	1	12
		仓库	2	1	2
		供水	1	4	4
5	后勤	司机	12	1	12
		厨工	5	1	5
		电话	2	4	10
6	厂部		25		25
合计					136

(3) 重要岗位工作描述。

① 平台经理。全面负责平湖油气田的生产、安全工作,搞好油气田日常安全生产的组织工作;负责油矿的人事管理工作,负责搞好技术管理和技术培训;负责油矿的思想政治工作和双文明建设。

② 平台维修系长。认真执行公司设备管理规定及有关安全、计量管理规定,负责对机械师、电器师、仪表师的管理与工作协调及有关业务指导,保证设备的正常运转,确保平台正常供电、供气、供水,定期对设备进行动态分析,及时控制平台自修设备的维修方案及实施,组织所属岗位人员的培训、岗位练兵。

③ 平台操作系长。认真执行油井管理措施和平台经理的工作指令,掌握油井、气井的静、动态变化,严格执行配产计划和措施,确保油气生产按计划完成,确保本系统和平台的安全生产环境保护和文明生产。

④ 平台机械师。认真执行设备管理规定及有关安全制度,制定和组织实施设备的修保计划和人员安排,确保维修长和平台经理的指令的贯彻执行,负责锅炉、发电岗位人员的管理及工作安排,参加全平台机械设备的维修工作,协同维修长对修理后的设备进行试动验收工作。

⑤ 平台仪表师。认真执行计量法和有关计量管理规定,搞好平台全面质量管理监督工作,搞好计算机的管理和应用工作,做好平台仪表的维护和保养,确保各种设备控制系统的正常运转,做好每季度校验一次消防设备、报警设备和监视器,对平台仪表检查,负责对仪表工业务培训和现场业务指导,制定仪修计划和方案。

⑥ 平台电气师。认真执行设备管理规定,负责全平台电气设备的正常维护工作,确保各种电气设备正常运行,每天对平台电气设备巡回检查二次,每月制定一次电气设施的维护、保

养计划、外委修理书。及时处理各岗位电气设备故障,负责对平台修复的电气设备进行试运、评定和验收,对电工进行业务培训。

⑦ 平台操作班长。认真执行操作系长下达的各项生产指令,组织和开展本班的日常工作,熟练掌握全部生产流程工艺及操作技能。油井动态变化,能正确分析、判断故障原因及组织实施处理能力。组织各岗位人员进行业务培训和岗位练兵,监督本班人员严格执行安全制度。

7.4.8 生产准备费用预算

参照辽东湾锦州 20-2、绥中 36-1 生产准备费的实际发生费用,编制了平湖油气田生产准备费用预算,共需 374 万美元。

平湖油气田操作费用由两个部分组成,即海上平台及管线和陆上油气处理厂作业费用,详细分类见表 7-15。

表 7-15 平湖油气田陆上油气处理厂操作费用(单位:人民币/万美元)

序号	项 目	1997 年	1998—2014 年
1	人工费	442 万元/0	883 万元/0
2	水、电、柴油	311 万元/0	622 万元/0
3	化学药剂	9 万元/4 万美元	18 万元/8 万美元
4	维修费	95 万元/25 万美元	190 万元/50 万美元
5	保险费	80 万元/0	157 万元/0
6	管理费	157 万元/0	314 万元/0
7	不可预见费	110 万元/3 万美元	218 万元/5.8 万元
8	人民币总计	1204 万元	2402 万元
9	美元总计	32 万美元	63.8 万美元

参考文献

- [1] 谢志,邓红英,雷炜.带油环凝析气藏相态特征研究.钻采工艺,2009,32(2):101~104
- [2] 张勇,杜志敏,郭肖等.底水凝析气藏薄油环开采数值模拟方法研究.石油学报,2009,30(1):88~92
- [3] 何书梅,马乔,杨波等.大张坨凝析气藏板52井产能试井资料分析与评价.油气井测试,2008,17(6):35~39
- [4] 文涛,何健,刘建仪等.考虑非平衡效应的凝析气井井筒多相流模型.天然气工业,2008,28(10):92~96
- [5] 李士伦,潘毅,孙雷.提高凝析气藏采收率的新思路.天然气工业,2008,28(9):1~6
- [6] 冀光,夏静,罗凯等.超高压气藏气体偏差因子的求取方法.石油学报,2008,29(5):734~739
- [7] 阳小平,王凤田,邵颖丽,王峰,卫晓.大张坨地下储气库地面工程配套技术.油气储运,2008,27(9):15~22
- [8] 车继明,郭平,樊建明等.高温气藏及凝析气藏气中水含量测试与计算.天然气勘探与开发,2008,31(2):44~50
- [9] 高云,吕峰,张世明等.平湖凝析气藏跟踪模拟研究及应用.油气地质与采收率,2008,15(2):95~101
- [10] 刘长林,张茂林,梅海燕等.凝析气藏油气体系相态测试与拟合.石油地质与工程,2008,22(1):65~70
- [11] 赵超斌,夏朝辉,陈冬云等.带油环凝析气藏油气界面流体组成的确定.断块油气田,2008,15(1):62~64
- [12] 李士伦,郭平,杜建芬等.提高凝析气藏采收率和气井产量新思路.西南石油大学学报,2007,29(2):1~7
- [13] 蒲建,王新生,宋学军等.大张坨凝析气藏循环注气开发的井间示踪剂监测技术.天然气地球科学,2007,18(2):301~305
- [14] 潘毅,孙雷,罗丽琼等.凝析气藏油气水三相PVT相态特征测试及分析.西南石油学院学报,2006,28(2):48~54
- [15] 童敏,胡永乐,李相等.毛细管数效应对凝析气井流入动态的影响.新疆石油地质,2006,27(2):194~197
- [16] 刘一江,李相方,康晓东.凝析气藏合理生产压差的确定.石油学报,2006,27(2):85~89
- [17] 詹静,李允,张烈辉等.复合凝析气藏三区流动模型的井底压力动态分析.新疆石油地质,2006,27(1):64~68
- [18] 李广月,郭平,林春明.不同类型凝析气藏在低渗多孔介质中的相态及采收率研究.石油学报,2006,27(1):73~77
- [19] 杨小松,孙雷,孙良田等.多孔介质中凝析油气体系相平衡规律的研究现状及其意义.天然气勘探与开发,2005,28(2):53~59
- [20] 吴亚红,张士诚,吴亚生.低渗凝析油气藏压裂优化设计和产量预测.天然气工业,2005,25(5):84~89
- [21] 曾显磊.文南油田凝析气藏稳产技术研究.断块油气田,2004,11(6):46~50
- [22] 李久娣,张莉莉,王艳红等.平湖油气田放二断块凝析气藏开发生产动态分析.海洋石油,2004,24(2):28~34
- [23] 余军.凝析气藏数值模拟相态分析研究及应用.天然气勘探与开发,2004,27(1):39~48
- [24] 李士伦,孙雷,杜建芬等.低渗致密气藏、凝析气藏开发难点与对策.新疆石油地质,2004,25(2):156~160
- [25] 杨广荣,余元洲,田金海等.油田开发中的相态特征及流体组分研究——以大张坨凝析气藏为例.新疆地质,2003,21(2):230~233
- [26] 程远忠,刘立平,李国江等.板桥废弃凝析气藏注水提高采收率研究.天然气地球科学,2003,14(4):298~302
- [27] 李军,李凤霞,周立英等.板桥凹陷带油环凝析气藏类型和成藏条件分析.天然气地球科学,2003,14(4):271~275
- [28] Surfraz A. Jekhio, Djebbar Tiab, 孙贺东等.凝析气藏压降和压力恢复试井分析.国外油田工程,2003,19

(1):28~32

- [29] Ahmed H. El-Banbi, 张之文, 程娣等. 凝析气藏开采方式对比研究. 国外油田工程, 2002, 18(3): 33~37
- [30] 赵子刚, 赵天幸, 郑威. 确定凝析气藏相态特征和气井产量预测的方法. 石油学报, 2001, 22(2): 49~57
- [31] 蒲建, 刘树明, 王蓓等. 板桥凝析气藏开采特征分析. 天然气工业, 2000, 20(1): 68~71
- [32] A·H·щанритин, 李建荣, 宋基葵. 凝析气藏的衰竭特点. 天然气勘探与开发, 1999, 22(1): 63~66
- [33] 杨洪志, 陈友莲. 模拟凝析气藏和挥发性油藏衰竭的稳定性方程. 天然气勘探与开发, 1999, 22(1): 56~63
- [34] 郭平, 熊钰, 孙雷. 凝析气藏地面轻烃回收及粗加工过程的模拟. 油气田地面工程, 1999, 18(5): 30~33
- [35] 李小地. 凝析气藏的成因类型与成藏模式. 地质论评, 1998, 44(2): 200~207
- [36] 马世煜, 周嘉玺, 赵平起. 大张坨凝析气藏循环注气开发. 石油学报, 1998, 19(1): 47~54
- [37] 马永祥. 对凝析气藏物质平衡方程的研讨. 石油勘探与开发, 1997, 24(6): 45~52
- [38] 孙志道. 油气藏流体类型判别方法. 石油勘探与开发, 1996, 23(1): 69~77
- [39] 王遇冬. 我国凝析油气综合利用现状及若干认识. 石油与天然气化工, 1994, 23(1): 1~7
- [40] 韩大匡. 中国油气田开发现状、面临的挑战和技术发展方向. 中国工程科学, 2010, 12(5): 51~58
- [41] 梅海燕, 张茂林, 李闯等. 挥发油油藏在注气过程中的相态变化. 中国海上油气(地质), 2003, 17(5): 317~320
- [42] 曾贤辉, 彭鹏商, 王进安等. 文72块沙三中油藏烃气驱室内实验. 新疆石油地质, 2003, 24(2): 161~165
- [43] 黄泽贵, 窦焕成, 马艳艳等. 文72块沙三中油藏天然气驱可行性试验研究. 江汉石油学院学报, 2002, 24(2): 72~76
- [44] 张辉, Maria A. Barrufet. 凝析气和挥发油衰竭模拟实验中状态方程的特性参数. 海洋石油, 1999, (3): 71~77
- [45] Mark P. Walsh, 赵炜, 王世谦. 应用新的经过完善的方程式计算挥发油藏及凝析气藏的储量. 天然气勘探与开发, 1995, 18(1): 47~56